

Studie zur Frage

# „Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?“

Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) und in Abstimmung mit der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW).

## Impressum

Erarbeitet von:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)  
Steffen Joest  
joest@dena.de  
Tel.: +49 (0)30 72 61 65 - 643

Forschungszentrum Karlsruhe GmbH  
Dr. Maximilian Fichtner  
fichtner@int.fzk.de  
Tel.: +49 (0)72 47 82 - 5340

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI)  
Prof. Dr. Martin Wietschel  
Martin.Wietschel@isi.fraunhofer.de  
Tel.: +49 (0)721 68 09 - 254

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH  
Prof. Dr. Ulrich Bünger, Christoph Stiller, Patrick Schmidt  
buenger@lbst.de, stiller@lbst.de, schmidt@lbst.de  
Tel.: +49 (0)89 60 81 10 - 42

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH  
Frank Merten  
frank.merten@wupperinst.org  
Tel.: +49 (0)202 24 92 - 126

Im Auftrag des:  
Bundesministerium für Verkehr, Bau und  
Stadtentwicklung (BMVBS)  
Nilgün Parker

In Abstimmung mit:  
Nationale Organisation Wasserstoff- und  
Brennstoffzellentechnologie (NOW)  
Dr. Ing. Klaus Bonhoff

Bei dem vorliegenden Dokument handelt es sich um  
die Zusammenfassung der Studienergebnisse. Alle  
Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem  
Zustimmungsvorbehalt der Erarbeiter sowie der  
Auftraggeber.

Stand: August 2009

Gestaltung: Panatom, Berlin



# Inhalt.

<b>Tabellen</b>	<b>4</b>	<b>4 Wasserstoff im Verkehr</b>	<b>27</b>
<b>Abbildungen</b>	<b>5</b>	4.1. Annahmen zum Verkehrssektor	27
<b>Abkürzungen</b>	<b>7</b>	4.2. Markteinführung von Wasserstofffahrzeugen	30
<b>0 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen</b>	<b>9</b>	<b>5 Wasserstoffherkunft und Infrastrukturaufbau</b>	<b>34</b>
0.1. Zusammenfassung	9	5.1. Methodik	34
0.2. Schlussfolgerungen	11	5.2. Aspekte einer Einführungsphase	36
<b>1 Hintergrund</b>	<b>12</b>	5.3. Aspekte des Aufbaus des Wasserstoff- produktions-, Transport- und Verteilsystems	38
1.1. Ausgangslage und Motivation	12	5.4. Aspekte des langfristigen Wasserstoff- Infrastrukturaufbaues	40
1.2. Zielsetzung und Aufgabenstellung	13	5.5. Wasserstoffkosten und CO <sub>2</sub> -Emissionen	41
1.3. Rolle und Vorgehensweise von GermanHy	13	5.6. Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff in Abhängigkeit von den Fahrzeugen	43
<b>2 Szenarien und Annahmen</b>	<b>15</b>	<b>6 Energiemarkt – Plausibilisierung der Einführung von Wasserstoff in den Straßenverkehr</b>	<b>45</b>
2.1. Szenarien	15	6.1. Entwicklung der Endenergienachfrage in den verschiedenen Szenarien und Sektoren	45
2.2. Annahmen	16	6.2. Entwicklung der Kraftstoffnachfrage	47
<b>3 Herstellungspfade von Wasserstoff und Anwendungsoptionen</b>	<b>19</b>	6.3. Deckung der Energienachfrage	49
3.1. Herstellungsoptionen	19	6.4. Primärenergieeinsatz	49
3.2. Potenziale fossiler Energien inklusive CCS für die Herstellung von Wasserstoff	21	6.5. Potenziale fossiler und erneuerbarer Energien und ihre Nutzung	52
3.2.1. Verfügbarkeit fossiler Primärenergien	21	6.6. Energieimporte	54
3.2.2. Potenziale zur Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid	22	6.7. Minderung der CO <sub>2</sub> -Emissionen	55
3.3. Potenziale erneuerbarer Energien und Nutzungskonkurrenzen	23	6.8. Schlussfolgerungen aus dem Energiemodell	55
3.3.1. Potenziale erneuerbarer Energien	23	<b>7 Weiterer Forschungsbedarfsbedarf</b>	<b>57</b>
3.3.2. Biomassepotenziale	23	7.1. Bereitstellung von Wasserstoff	57
3.3.3. Biomasse-Nutzungskonkurrenzen	24	7.2. Nutzung und Verteilung von Wasserstoff	57
3.3.4. Potenziale erneuerbarer Energien für Strom und Wärme	25	7.3. Energiewirtschaftliche Aspekte von Wasserstoff	58
3.3.5. Importe	25	7.4. Politische Aspekte	59
		<b>8 Literatur</b>	<b>60</b>

# Tabellen.

<b>Tabelle 2-1</b> .....	<b>17</b>	<b>Tabelle 4-1</b> .....	<b>29</b>
Entwicklung relevanter Eckdaten für die GermanHy-Szenarien von 2000 bis 2050		Entwicklung der spezifischen Kraftstoffverbräuche von PKW in MJ/km in den drei GermanHy-Szenarien von 2000 bis 2050	
<b>Tabelle 2-2</b> .....	<b>17</b>	<b>Tabelle 4-2</b> .....	<b>29</b>
CO <sub>2</sub> -Preise der Szenarien		Entwicklung der spezifischen Kraftstoffverbräuche von LKW in MJ/km in den drei GermanHy-Szenarien von 2000 bis 2050	
<b>Tabelle 2-3</b> .....	<b>18</b>	<b>Tabelle 4-3</b> .....	<b>29</b>
Annahmen zur Entwicklung realer Preise der Energieträger in den Szenarien „Moderate Entwicklung“ und „Klimaschutz“ von 2000 bis 2050		Entwicklung der spezifischen Kraftstoffverbräuche von Bussen in MJ/km in den drei GermanHy-Szenarien von 2000 bis 2050	
<b>Tabelle 2-4</b> .....	<b>18</b>	<b>Tabelle 5-1</b> .....	<b>42</b>
Abweichende Annahmen zur Entwicklung realer Preise der Energieträger im Szenario „Ressourcenverknappung“ von 2000 bis 2050		Infrastruktur-Investitionen und CO <sub>2</sub> -Emissionen in Varianten für 2030 und 2050 im GermanHy-Szenario „Moderate Entwicklung“	
<b>Tabelle 3-1</b> .....	<b>20</b>		
Schlüsseldaten von für Deutschland relevanten Wasserstoff-Produktionsprozessen			
<b>Tabelle 3-2</b> .....	<b>20</b>		
Schlüsseldaten von Wasserstoff- und Strom-Transport- und Verteiltechnologien			
<b>Tabelle 3-3</b> .....	<b>24</b>		
Biomasseverfügbarkeit in Deutschland bei 1,8 („min“) bis 4,0 („max“) Millionen Hektar Ackerfläche			

# Abbildungen.

<b>Abbildung 0-1</b> .....	<b>9</b>	<b>Abbildung 4-3</b> .....	<b>31</b>
Ziele für den Verkehrssektor in Deutschland		Neuzulassungen von Wasserstofffahrzeugen in Deutschland von 2010 bis 2050	
<b>Abbildung 0-2</b> .....	<b>11</b>	<b>Abbildung 5-1</b> .....	<b>34</b>
Wasserstoff-Roadmap für Deutschland bis 2050		Struktur des H <sub>2</sub> GIS-MOREHyS-E-Modellsystem	
<b>Abbildung 2-1</b> .....	<b>15</b>	<b>Abbildung 5-2</b> .....	<b>35</b>
Zentrale Hintergründe und wesentliche Annahmen der drei GermanHy-Szenarien		Entwicklung eines Kostenrasters für den Bau von Wasserstoffpipelines	
<b>Abbildung 3-1</b> .....	<b>19</b>	<b>Abbildung 5-3</b> .....	<b>35</b>
Für Deutschland relevante Wasserstoff-Produktions- und Verteilungspfade		Überblick über die analysierten, in Konkurrenz stehenden Wasserstoff-Versorgungsoptionen	
<b>Abbildung 3-2</b> .....	<b>20</b>	<b>Abbildung 5-4</b> .....	<b>36</b>
Portfolio-Darstellung für Wasserstoff-Bereitstellungspfade für Hybrid-Brennstoffzellenfahrzeuge (Well-To-Wheel) für 2020 und 2030 (Szenarien „Moderate Entwicklung“ und „Klimaschutz“)		Anschlussjahr für Regionen an die Wasserstoffinfrastruktur und Anteil der Wasserstoff-PKW am PKW-Bestand für 2030	
<b>Abbildung 3-3</b> .....	<b>22</b>	<b>Abbildung 5-5</b> .....	<b>37</b>
Verfügbarkeit fossiler Energieträger in Deutschland im Szenario „Ressourcenverknappung“ zwischen 2000 und 2050		Entwicklung der Wasserstofftankstellen von 2015 bis 2030	
<b>Abbildung 3-4</b> .....	<b>25</b>	<b>Abbildung 5-6</b> .....	<b>38</b>
Verfügbarkeit von Strom und Wärme aus erneuerbaren Energien in Deutschland		Wasserstoffproduktionsmix absolut und relativ von 2015 bis 2050 in den drei GermanHy-Szenarien	
<b>Abbildung 4-1</b> .....	<b>28</b>	<b>Abbildung 5-7</b> .....	<b>39</b>
Entwicklung der Bestände von PKW, LNF und Bussen bei hoher Marktpenetration von Wasserstoff-Kfz von 2000 bis 2050		Flüssigwasserstofftransport in 2015 und 2030	
<b>Abbildung 4-2</b> .....	<b>30</b>	<b>Abbildung 5-8</b> .....	<b>40</b>
Anteil der Wasserstofffahrzeuge am Bestand in Europa für die Szenarien der IEA und des HyWays-Projektes von 2010 bis 2050		Entwicklung des Wasserstoff-Pipelinenetzes in 2030 und 2050	
		<b>Abbildung 5-9</b> .....	<b>41</b>
		Entwicklung der Transportoptionen (absolut und relativ) von 2015 bis 2050 für zwei Strompreisvarianten	
		<b>Abbildung 5-10</b> .....	<b>42</b>
		Zusammensetzung der durchschnittlichen Wasserstoffkosten an der Tankstelle von 2020 bis 2050 in den drei GermanHy-Szenarien	

<b>Abbildung 5-11</b> .....	<b>44</b>	<b>Abbildung 6-9</b> .....	<b>51</b>
Konkurrenzfähigkeit von Wasserstoff- Brennstoffzellen-PKW zu herkömmlichen Verbrennungsmotor-PKW in Abhängigkeit von Fahrzeugmehrkosten		Wärmebereitstellung nach Erzeugungstyp von 2000 bis 2050 für Szenario „Klimaschutz“ mit CCS	
<b>Abbildung 6-1</b> .....	<b>45</b>	<b>Abbildung 6-10</b> .....	<b>51</b>
Funktionsschema des Energiemodells		Wärmebereitstellung nach Erzeugungstyp von 2000 bis 2050 für Szenario „Ressourcenverknappung“ mit CCS	
<b>Abbildung 6-2</b> .....	<b>46</b>	<b>Abbildung 6-11</b> .....	<b>53</b>
Entwicklung der Endenergienachfrage in den GermanHy-Szenarien und der sektoralen Endenergienachfrage im Szenario „Ressourcenverknappung“ von 2015 bis 2050		Ressourcenverfügbarkeit und Primärenergie- bedarf von 2000 bis 2050 für die Szenarien „Moderate Entwicklung“ und „Klimaschutz“ mit CCS	
<b>Abbildung 6-3</b> .....	<b>47</b>	<b>Abbildung 6-12</b> .....	<b>53</b>
Entwicklung der Endenergienachfrage des Verkehrssektors in den GermanHy-Szenarien und der sektoralen Endenergienachfrage im Szenario „Ressourcenverknappung“ von 2000 bis 2050		Ressourcenverfügbarkeit und Primärenergiebedarf von 2000 bis 2050 für das Szenario „Ressourcenverfügbarkeit“	
<b>Abbildung 6-4</b> .....	<b>48</b>	<b>Abbildung 6-13</b> .....	<b>54</b>
Entwicklung der Kraftstoffnachfrage nach Menge und Art von 2000 bis 2050 im Vergleich der drei GermanHy-Szenarien		Primärenergieversorgung in Deutschland von 2010 bis 2050 am Beispiel der Szenarien „Moderate Entwicklung“ und „Ressourcenverfügbarkeit“	
<b>Abbildung 6-5</b> .....	<b>50</b>	<b>Abbildung 6-14</b> .....	<b>55</b>
Stromerzeugung nach Erzeugungstyp für von 2000 bis 2050 für das Szenario „Moderate Entwicklung“		Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen (ohne Vorkette) im PKW-Bestand von 2010 bis 2050	
<b>Abbildung 6-6</b> .....	<b>50</b>		
Stromerzeugung nach Erzeugungstyp von 2000 bis 2050 für das Szenario „Klimaschutz“ mit CCS			
<b>Abbildung 6-7</b> .....	<b>50</b>		
Stromerzeugung nach Erzeugungstyp von 2000 bis 2050 für das Szenario „Ressourcenverfügbarkeit“			
<b>Abbildung 6-8</b> .....	<b>51</b>		
Wärmebereitstellung nach Erzeugungstyp von 2000 bis 2050 für Szenario „Moderate Entwicklung“			

# Abkürzungen.

## A

a	Jahr (anno)
AWEA	American Wind Energy Association
AWEO	Alternative World Energy Outlook

## B

bbl	One Barrel of Oil
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BTL	Biomass to Liquid (Biokraftstoff der 2. Generation)
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
BWE	Bundesverband WindEnergie e.V
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BZ	Brennstoffzelle

## C

CCS	Carbon Capture and Sequestration (dt. CO <sub>2</sub> -Abscheidung und -Speicherung)
CCSMAX	Intensive Nutzung CCS
CGH <sub>2</sub>	Compressed Gaseous Hydrogen (dt. Druckwasserstoff, auch GH <sub>2</sub> )
CEP	Clean Energy Partnership
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
ct	Euro-Cent (auch „€Cent“)

## D

D	Deutschland (auch Dtl.)
DOE	U.S. Department of Energy

## E

E	Spanien
EU	Europäische Union
EUR	Euro (€)
EWEA	European Wind Energy Association
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln

## F

FL	Fahrleistung
----	--------------

## G

GJ	Gigajoule
Gt	Gigatonne
GWh	Gigawattstunde
GW	Gigawatt

## H

h	Stunde
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitung
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
H <sub>2</sub> A	Hydrogen Analysis

## I

IE	Institut für Energetik und Umwelt, Leipzig
IEA	International Energy Agency
IFEU	Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH

## J

JRC	Joint Research Centre
-----	-----------------------

## K

KFZ	Kraftfahrzeug
kg	Kilogramm
KLI	Szenario „Klimaschutz“
km	Kilometer
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

## L

LBST	Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
LEV	Low Emission Vehicle
LH <sub>2</sub>	Liquid Hydrogen (dt. Flüssigwasserstoff)
Lkw	Lastkraftwagen
LNF	Leichte Nutzfahrzeuge

### M

Max	Maximum (auch „max“)
Min	Minimum (auch „min“)
Mio.	Million
MJ	Megajoule
MOD	Szenario „Moderate Entwicklung“
MPa	Megapascal
Mrd.	Milliarde
Mt	Megatonne
MWel	Megawatt-elektrisch
MWh	Megawattstunden

### N

N	Niederlande
NFZ	Nutzfahrzeug (auch NF)
NIP	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
Nm <sup>3</sup>	Normkubikmeter
NO	Norwegen
NOW	Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie

### P

PE	Primärenergie
PJ	Petajoule
Pkm	Personenkilometer
PKW	Personenkraftwagen
RES	Szenario „Ressourcenverknappung“
RME	Rapsölmethylester

### S

SNF	Schwere Nutzfahrzeuge
-----	-----------------------

### T

t	Tonne
tkm	tausend Kilometer
Tsd.	Tausend

### U

UBA	Umweltbundesamt
UK	United Kingdom
USA	United States of America

### V

VES	Verkehrswirtschaftliche Energiestrategie
VM	Verbrennungsmotor

### W

WtW	Well-to-Wheel Analyse
-----	-----------------------



# 0 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.

## 0.1. Zusammenfassung

Wasserstoff gilt als einer der vielversprechendsten Energieträger der Zukunft. Durch seinen Einsatz wird eine erhebliche Verringerung der Abhängigkeit von zunehmend knapper und teurer werdenden fossilen Energieressourcen, sowie eine Reduzierung von Treibhausgasen und anderen Luftschadstoffen möglich. Wasserstoff kann aus einer Vielzahl von Energiequellen hergestellt werden und ist vergleichsweise gut speicherbar. Der Einsatz in der Brennstoffzelle ermöglicht die hocheffiziente und emissionsfreie Bereitstellung von Nutzenergie. Insbesondere für den sehr stark von fossilem Öl abhängigen Bereich der kraftfahrzeuggestützten individuellen Mobilität (PKW, Nutzfahrzeuge) wird deshalb mittel- und langfristig Wasserstoff als Alternativkraftstoff gesehen [BUNDESREGIERUNG 2004].

Auf Basis der Annahme, dass Wasserstoff künftig eine bedeutende Rolle als Kraftstoff im Straßenverkehr spielt, untersucht German-Hy auf der Grundlage von drei unterschiedlichen Szenarien die Perspektiven einer künftigen Bereitstellung von Wasserstoff als Energieträger in Deutschland bis 2050. Ausgangspunkt ist die Analyse möglicher Entwicklungen des Kraftstoffmarkts als Teil des Energiemarkts. Das heißt, der energiewirtschaftliche Kontext wird berücksichtigt.

Ziel ist die Erarbeitung einer deutschen Wasserstoff-Roadmap unter Einbeziehung von Ressourcenverfügbarkeit, Energieeffizienz, Kosten, CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzialen und Importabhängigkeit. Darin enthalten ist die Analyse des kostenoptimalen Aufbaus der Infrastruktur für Wasserstoff-Produktion, -Transport und -Verteilung. Die Entwicklung anderer alternativer Antriebskonzepte (zum Beispiel Strom und Batterie) ist nicht Teil dieser Studie.

Ziele für die Mobilität von Morgen	Warum Wasserstoff?
Die Emissionen aus dem Verkehr senken	→ Wasserstoff (H <sub>2</sub> ) selbst ist ein kohlenstofffreier Energieträger
Die Abhängigkeit vom Erdöl verringern	→ Wasserstoff ist aus allen Energiequellen herstellbar
Die Energieeffizienz steigern	→ H <sub>2</sub> ermöglicht die Nutzung der hocheffizienten Brennstoffzelle (BZ)
Den Anteil erneuerbarer Energien steigern	→ Wasserstoff ist ein Energiespeicher für erneuerbare Energien
Die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Automobilindustrie stärken	→ H <sub>2</sub> und BZ haben als Schlüsseltechnologien ein großes Potenzial für Wertschöpfung
Kraftstoffstrategie der Bundesregierung:	→ Wasserstoff kann künftig eine bedeutende Rolle als Kraftstoff im Straßenverkehr spielen

Abbildung 0-1: Ziele für den Verkehrssektor in Deutschland

Die zentralen Fragestellungen zur Einführung von Wasserstoff im Verkehrssektor lassen sich zusammenfassend wie folgt beantworten:

### Welchen Anteil am zukünftigen Kraftstoffbedarf kann Wasserstoff übernehmen?

- Wasserstoff kann bis 2050 im Verkehrssektor ein wesentlicher Energieträger werden und im betrachteten Szenario „Ressourcenverfügbarkeit“ bis zu 40 Prozent des Energiebedarfs im Verkehrssektor abdecken. Innerhalb der beiden anderen Szenarien „Moderate Entwicklung“ und „Klimaschutz“ können bis zu 23 Prozent abgedeckt werden.
- Je nach Rahmenbedingungen kann Wasserstoff bis 2050 bis zu 70 Prozent der PKW und Leichten Nutzfahrzeuge (LNF) versorgen. Dies ist auch bei starker fossiler Ressourcenverknappung darstellbar.

### Aus welchen Energiequellen lässt sich Wasserstoff wirtschaftlich bei steigendem Bedarf (Zeithorizonte 2020, 2030, Ausblick auf 2050) herstellen?

- Bei drastischem Rückgang fossiler Energieimporte (GermanHy-Szenario „Ressourcenverfügbarkeit“) müssen verstärkt erneuerbare Energien eingesetzt, höhere Effizienzsteigerungen erreicht und energiesparendes Verhalten umgesetzt werden.
- Zur Herstellung von Wasserstoff wird ein Primärenergiemix verwendet. Dabei können kurzfristig Nebenprodukt-Wasserstoff, Erdgasreformierung onsite und Biomassevergasung eine Rolle spielen. Langfristig überwiegt die Herstellung aus Kohle mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung (CCS) und Windenergie. Mögliche Risiken bestehen im Ausfall der CCS-Technologie und einer Verzögerung beim Ausbau der erneuerbaren Energien.

### Wie lässt sich Wasserstoff vom Ort der Produktion zu den Verbrauchern transportieren?

- Bei der Verteilung von Wasserstoff dominieren die Lieferung von flüssigem Wasserstoff (Anfangsphase mit geringen Mengen) sowie die Versorgung mit Druckwasserstoff-Pipelines (ab 2030, kostengünstiger bei großen Mengen).

- In der Übergangsphase ergänzen regional verfügbarer Wasserstoff aus Industrieanlagen(Nebenprodukt), der nur über kurze Wege zu transportieren ist, beziehungsweise die Produktion vor Ort (Elektrolyse oder Reformierung).
- Der Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur erfolgt sukzessive, startend von Ballungszentren aus. Die Investitionskosten für den Aufbau einer flächendeckenden Wasserstoffinfrastruktur bis 2030 liegen bei knapp 1 Mrd. Euro pro Jahr.

### Welche Wirkungen hat der Einsatz von Wasserstoff im Verkehrssektor auf Mobilitätskosten, Emissionen, Anteil erneuerbarer Energien und Abhängigkeit von Energieimporten?

- Mobilität mit Wasserstoff und Brennstoffzellen wird zu heutigen Kosten möglich sein, wenn die Entwicklungsziele bei Brennstoffzellenfahrzeugen erreicht werden. Nach einer Einführungsphase liegen die Wasserstoffkosten zwischen 3 und 4 Eurocent pro Kilometer.
- Wasserstoff kann die Kohlendioxid-Emissionen des Verkehrssektors um bis zu 80 Prozent reduzieren. Die Flottenemissionen (Wasserstoff-Brennstoffzellen-PKW) in Deutschland können bis auf 20 g CO<sub>2</sub>/km in 2050 reduziert werden (bei Verwendung von erneuerbaren Energien und Kohle mit CCS).
- Der Anteil erneuerbarer Energien an der Wasserstofferzeugung kann im Szenario „Ressourcenverfügbarkeit“ bis 2050 auf über 60 Prozent gesteigert werden. Mit Importen erneuerbarer Energien ist eine noch höhere Quote möglich.
- Ein höherer Anteil erneuerbarer Energien führt im Szenario „Moderate Entwicklung“ zu Mehrkosten von ca. 15 Prozent. Im Szenario „Ressourcenverfügbarkeit“ sind erneuerbare Energien wettbewerbsfähig.
- Die Abhängigkeit des Verkehrssektors von Energieimporten kann von aktuell rund 95 Prozent auf – je nach Szenario – bis zu 75 Prozent gesenkt werden.

Abbildung 0-2 zeigt zusammenfassend die Roadmap zur Einführung von Wasserstoff in Deutschland bis 2050.

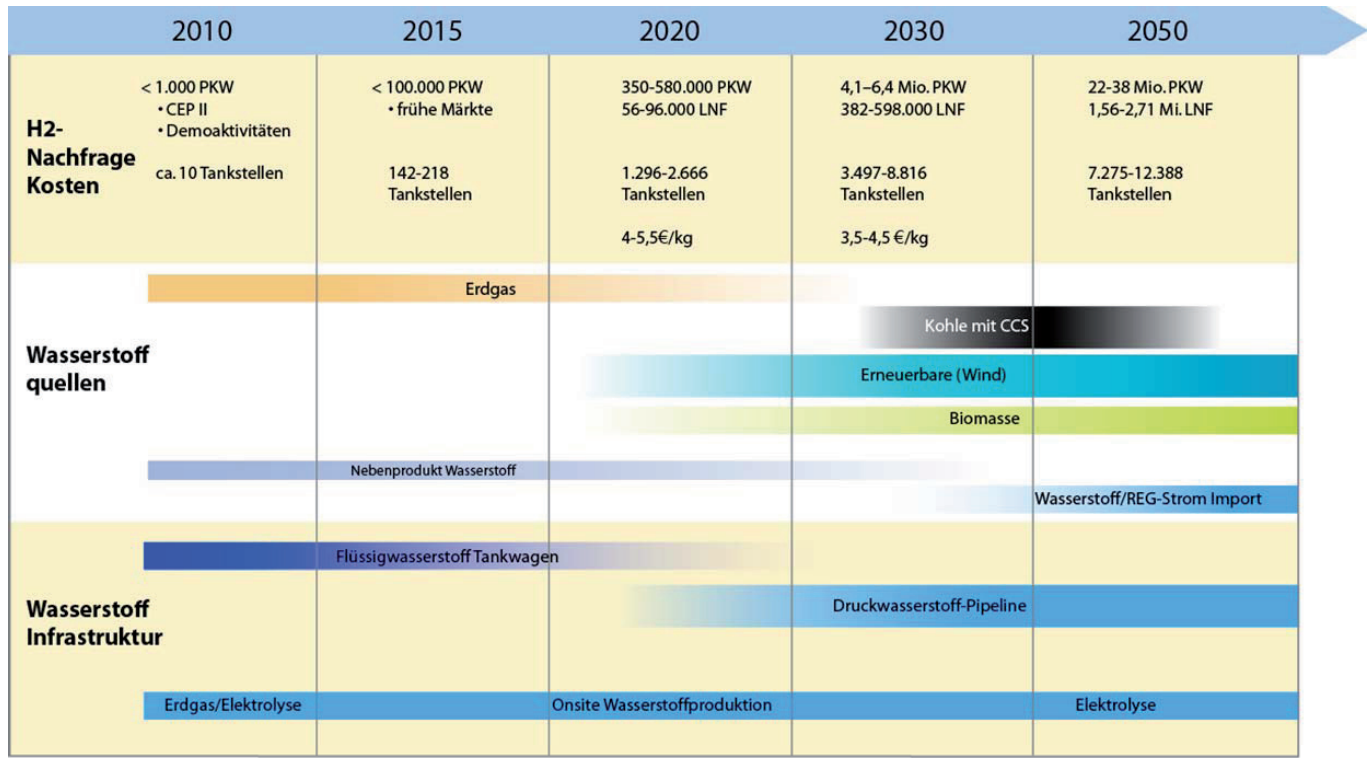


Abbildung 0-2: Wasserstoff-Roadmap für Deutschland bis 2050

## 0.2. Schlussfolgerungen

Aus den Analysen im Rahmen der drei GermanHy-Szenarien lassen sich folgende Schlussfolgerungen zur Bedeutung von Wasserstoff unter verschiedenen energiewirtschaftlichen und -politischen Rahmenbedingungen ziehen:

- Im Szenario „Moderate Entwicklung“ ist der Einsatz von Wasserstoff sinnvoll aus Gründen der Wirtschaftlichkeit, der CO<sub>2</sub>-Minderung und der Versorgungssicherheit.
- Im Szenario „Klimaschutz“ ist Wasserstoff erforderlich, um den Beitrag des Verkehrssektors zur Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen sicherzustellen und die erneuerbaren Energien in den Verkehr zu integrieren.
- Im Szenario „Ressourcenverfügbarkeit“ ist Wasserstoff zwingend, um zumindest einen Teil der heutigen individuellen Mobilität auch künftig zu gewährleisten.

Zentrale weitere energiewirtschaftliche und -politische Aspekte lassen sich wie folgt einordnen:

- In allen Szenarien und in allen Sektoren ist Energieeffizienzsteigerung notwendig.

- Batterien sind eine notwendige Schlüsseltechnologie für zukünftige Mobilitätskonzepte. Batterieelektrische oder Plug-in Hybrid-Fahrzeuge sind eine komplementäre Lösung.
- Biokraftstoffe werden trotz der begrenzten Verfügbarkeit eine wichtige Rolle auch im Verkehrssektor spielen, insbesondere jedoch für andere Verkehrsträger wie LKW, Flugzeuge und Schiffe.
- Wind ist wegen der unterstellten hohen Potenziale längerfristig die bedeutendste erneuerbare Energieressource für Wasserstoff.

Die Einführung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie erfordert – insbesondere in der Einführungsphase – eine Flankierung durch entsprechende Rahmenbedingungen. Das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) trägt wesentlich dazu bei, die richtigen Voraussetzungen für die Markteinführung der Technologien zu schaffen. Weiterer Untersuchungsbedarf über die Ergebnisse von GermanHy hinaus ist in Kapitel 7 zusammenfassend dargestellt.

# 1 Hintergrund.

## 1.1. Ausgangslage und Motivation

Die zentralen Herausforderungen für die Mobilität von Morgen sind auch für den Verkehrssektor Energieversorgungssicherheit und Klimaschutz. Die Ziele der Bundesregierung sind:

- Das Treibhausgasminderungsziel Deutschlands beträgt 40 Prozent bis 2020 (wenn die EU das Ziel von 30 Prozent verabschiedet; Basisjahr jeweils 1990). Weitere Schadstoffemissionen (Stickoxide, Rußpartikel etc.) müssen ebenfalls gesenkt werden.
- Verringerung der Erdölabhängigkeit: aktuell importiert Deutschland 97 Prozent seines Erdölbedarfs.
- Steigerung der Energieeffizienz: die Energieproduktivität soll um 3 Prozent pro Jahr erhöht werden, 2007 stieg sie um 1,5 Prozent.
- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehr: Der Anteil an der Kraftstoffversorgung soll dafür von aktuell 6 auf 17 Prozent in 2020 steigen.
- Sicherung des Produktions- und Technologiestandortes: 250 Milliarden Euro Wertschöpfung pro Jahr; 2 Millionen direkte und indirekte Arbeitsplätze im Automobilbereich.

Wasserstoff gilt als eine Option, diese Herausforderungen in besonderer Weise zu meistern und die Abhängigkeit vom Erdöl zu verringern. Die Vorteile des Wasserstoffs sind:

- Wasserstoff selbst ist ein kohlenstofffreier Energieträger, bei dessen Verbrennung keine Schadstoffe entstehen.
- Wasserstoff ist aus allen Energiequellen, insbesondere erneuerbaren Energien herstellbar.
- Wasserstoff ermöglicht die Nutzung der hocheffizienten Brennstoffzelle (doppelte Effizienz gegenüber herkömmlichem Verbrennungsmotoren).
- Wasserstoff ist ein Energiespeicher für erneuerbare Energien. Er kann fluktuierende erneuerbare Energien (Wind, Sonne) in der stationären Energieversorgung ausgleichen und diese zusätzlich jederzeit für den Verkehr verfügbar machen.
- Wasserstoff und Brennstoffzellen haben als Schlüsseltechnologie ein großes Potenzial für Entwicklung und Wertschöpfung insbesondere im Kraftfahrzeugbereich.

In der Kraftstoffstrategie der Bundesregierung als Teil der Nationalen Nachhaltigkeitsstrategie [BUNDESREGIERUNG 2004] stellt Wasserstoff deshalb eine wichtige mittel- bis langfristige Perspektive als Kraftstoff im Verkehrssektor dar.

Ein flächendeckender Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur muss sich folgenden Herausforderungen stellen:

- Der Energieaufwand und die damit verbundenen Emissionen sind je nach Herstellungspfad sehr unterschiedlich.
- Die Einführung von Wasserstoff erfordert eine neue Produktions-, Transport- und Verteilungsinfrastruktur, was mit entsprechenden Investitionen verbunden ist.
- Es gilt, die Gesamtpotenziale verfügbarer Primärenergie sowie deren effizienteste energiewirtschaftliche Nutzung im Einzelfall zu betrachten. Sollte es zur Verknappung der Primärenergiequellen kommen, ist im Einzelfall politisch zu entscheiden, ob diese nicht an anderer Stelle effektiver eingesetzt werden können.
- Neben Wasserstofffahrzeugen werden zusätzlich andere Effizienztechnologien wie z. B. batteriebetriebene Elektrofahrzeuge in zukünftigen Mobilitätskonzepten zur Anwendung kommen. Hier gilt es integrierte Gesamtkonzepte für die Mobilität der Zukunft zu entwickeln.

Die Studie GermanHy soll dazu beitragen, eine realistische Analyse über die Potenziale und Herausforderungen von Wasserstoff und seinen Alternativen zu erstellen. Da nicht alle Aspekte einer zukünftigen Energieversorgung im Rahmen von GermanHy beantwortet werden können, konzentriert sich GermanHy auf die Analyse der Einführung von Wasserstoff ins Energiesystem. Da der Verkehrssektor bislang die höchste Abhängigkeit von Erdöl und die geringste Energieumwandlungseffizienz hat und gleichzeitig durch hohe Wertschöpfung große Investitionspotenziale besitzt, konzentriert sich die Analyse auf die mögliche Einführung von Wasserstoff im Verkehrssektor. Da der Straßenverkehr den größten Anteil am Energieverbrauch des Verkehrssektors innehat und Flugzeug und LKW aufgrund des relativ hohen Speicherbedarfs von Wasserstoff weniger geeignet erscheinen, wird im Rahmen von GermanHy davon ausgegangen, dass Wasserstoff vornehmlich in PKW, leichten Nutzfahrzeugen und Bussen zum Einsatz kommt.

Um Wasserstoff in größeren Mengen in die Energiesysteme zu integrieren, sind große Anstrengungen bei Forschung und Entwicklung sowie bei Investition und Anwendung nötig. Das NIP soll hier in den nächsten zehn Jahren wesentliche Impulse geben. Vor diesem Hintergrund hat das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) im Herbst 2007 die Erarbeitung der Studie „GermanHy – Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?“ beauftragt. GermanHy soll der Nationalen Organisation Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie (NOW) Entscheidungsgrundlagen für die Ausgestaltung des NIP im Bereich der Wasserstoffinfrastruktur (F&E-Bedarf, Demonstrationsvorhaben) liefern.

## 1.2. Zielsetzung und Aufgabenstellung

GermanHy untersucht die Perspektiven einer künftigen Bereitstellung von Wasserstoff als Energieträger für den Verkehr in Deutschland bis 2050. Dabei werden folgende zentrale Fragestellungen zur Einführung von Wasserstoff im Verkehrssektor beantwortet:

- Welchen Anteil am zukünftigen Kraftstoffbedarf kann Wasserstoff übernehmen?
- Aus welchen Energiequellen lässt sich Wasserstoff wirtschaftlich bei steigendem Bedarf (Zeithorizonte 2020, 2030, Ausblick auf 2050) herstellen?
- Wie lässt sich Wasserstoff vom Ort der Produktion zu den Verbrauchern transportieren?
- Welche Wirkungen hat der Einsatz von Wasserstoff im Verkehrssektor auf Mobilitätskosten, Emissionen, Anteil erneuerbarer Energien und Abhängigkeit von Energieimporten?

Um diese Fragen zu beantworten:

- berücksichtigt GermanHy den allgemeinen energiewirtschaftlichen Kontext, d. h. die möglichen Entwicklungen des Kraftstoffmarkts als Teil des Energiemarkts,
- untersucht GermanHy den kostenoptimalen Aufbau der Infrastruktur für Wasserstoff-Produktion, -Transport und -Verteilung
- und erarbeitet GermanHy eine deutsche Wasserstoff-Roadmap unter Einbeziehung von Energieeffizienz, Kosten, CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzialen und Importabhängigkeit.

GermanHy fokussiert auf die Einführung von Wasserstoff als alternativer Kraftstoff im Verkehrssektor. Dies erfolgt im gesam-tenenergiwirtschaftlichen Kontext Deutschlands. Die Entwicklung anderer alternativer Antriebskonzepte (zum Beispiel reine Batteriefahrzeuge) wird hier nicht betrachtet und muss gesondert untersucht werden.

Auch im stationären Energiesektor kann Wasserstoff in Brennstoffzellen eingesetzt werden. Hier tritt Wasserstoff jedoch – zumindest kurz- und mittelfristig – nicht als Energieträger in Erscheinung, da er zum größten Teil dezentral in Reformern hergestellt wird und weder zwischengespeichert noch über kürzere oder weitere Strecken transportiert werden muss. Eine weitere Option ist mittelfristig die Herstellung von Wasserstoff in sogenannten Pre-Combustion-Anlagen, die CO<sub>2</sub> aus fossilen Energien wie Kohle und Erdgas speicherbar machen. Auch hier fällt Wasserstoff in großen Mengen an. In Zukunft sind Kombinationen denkbar, in denen dieser Wasserstoff dem Verkehrssektor zugeführt wird und alternativ über Verbrennung in Gasturbinen oder Brennstoffzellen direkt zur Stromerzeugung dient. Mittel- bis langfristig kann eine Wasserstoff-Versorgungsinfrastruktur für den Verkehrssektor außerdem interessant werden, um Wasserstoff als speicherbaren Energieträger neben Strom insbesondere bei fluktuierendem Energieangebot (zum Beispiel Windenergie) für stationäre Anwendungen zu nutzen.

## 1.3. Rolle und Vorgehensweise von GermanHy

Basis der Arbeiten sind zentrale deutsche energiewirtschaftliche Studien (zum Beispiel BMWi Energiereport 2005, BMU Leitstudie 2007), zentrale europäische Analysen (CONCAWE/EUCAR/JRC 2007), mit der Industrie abgestimmte Technologie-datebanken (CONCAWE/EUCAR/JRC 2007, Forschungsprojekt Hyways), aber auch eigene Arbeiten der an GermanHy beteiligten Institute (AWEO, [BMU 2007], Forschungsprojekt Hyways). GermanHy setzt auf nationalen und internationalen Forschungserkenntnissen zu Wasserstoff, insbesondere auf dem europäischen Roadmap-Forschungsprojekt HyWays [www.hyways.de], auf. Über verschiedene Gremien und Veranstaltungen (CEP, www.cleanenergypartnership.de, VES, www.bmvbs.de/-1423.2458/Verkehrswirtschaftliche-Energi.htm, GermanHy-

Workshop] sowie die fachliche Begleitung durch die NOW GmbH ([www.now-gmbh.de](http://www.now-gmbh.de)) wurden alle wesentlichen Akteure sowie aktuelle Planungen für Wasserstoffprojekte in Deutschland einbezogen. GermanHy orientiert sich an Aktivitäten ähnlicher Roadmap-Prozesse und -Erfahrungen (wie etwa in Frankreich (HyFrance) oder Norwegen (NorWays)) sowie an großen Modellierungsprojekten (zum Beispiel DOE H2A Analysis ([www.hydrogen.energy.gov/h2a\\_analysis.html](http://www.hydrogen.energy.gov/h2a_analysis.html) in den USA)). An zentralen Stellen wurden neue, eigene Modelle erarbeitet oder weiterentwickelt (Energiemodell, Wasserstoff-Infrastrukturmodell).

### Kapitelübersicht und zentrale Aussagen:

- In Kapitel 2 werden drei GermanHy-Szenarien vorgestellt, die mit unterschiedlichen, in sich konsistenten Annahmen mögliche energiewirtschaftliche und energiepolitische Entwicklungen skizzieren und den Analyserahmen aufspannen.
- In Kapitel 3 werden die möglichen Herstellungspfade sowie die Primärenergiepotenziale analysiert, die für Wasserstoff genutzt werden können.
- In Kapitel 4 wird die mögliche Nachfrage nach Kraftstoffen und insbesondere Wasserstoff im Straßenverkehr (Wasserstoff-Penetration) dargestellt.
- Kapitel 5 analysiert den Aufbau einer Wasserstoff-Produktions-, Transport- und Verteilungsinfrastruktur.
- Kapitel 6 plausibilisiert die Bereitstellung der Primärenergien für die Wasserstoffproduktion durch Analyse des Gesamtenergiesystems (Endenergienachfrage und Primärenergieverfügbarkeit).
- Kapitel 7 stellt den weiteren Untersuchungsbedarf vor.

## 2 Szenarien und Annahmen.

### 2.1. Szenarien

Zur Beantwortung der Leitfrage dieser Studie „Woher kommt der Wasserstoff?“ wurden drei verschiedene, in sich jeweils konsistente Szenarien für den Zeitraum von 2000 bis 2050 gewählt: „Moderate Entwicklung“, „Klimaschutz“ und „Ressourcenverknappung“. Die Szenarien unterscheiden sich durch unterschiedliche Annahmen und Rahmensetzungen und bilden eine Bandbreite verschiedener Entwicklungstrends ab. Die Daten und Annahmen für die Szenarien wurden aus vorliegenden anerkannten Studien übernommen, wo nötig angepasst und um eigene Daten und Annahmen ergänzt. Für die Szenarien „Moderate Entwicklung“ und „Klimaschutz“ dienten die Analysen und Szenarien aus [EWI/prognos 2005] und [BMU 2007] als Basis. Das Szenario „Ressourcenverknappung“ basiert angebotsseitig (das heißt, die Verfügbarkeit von Primärenergie betreffend) auf Analysen der LBST [LBST 2007c] und nachfrageseitig (das heißt die Endenergienachfrage betreffend) auf [Prognos 2007; WI 2006].

Einen zusammenfassenden Überblick über die zentralen Hintergründe und Annahmen der drei Szenarien gibt die folgende Abbildung wieder.

Das Szenario „Moderate Entwicklung“ ist eine Fortschreibung längerfristiger, vergangener Entwicklungen im Sinne von „business as usual“. Das Szenario „Moderate Entwicklung“ wurde aus dem Referenz-Szenario der BMU-Leitstudie [BMU 2007] abgeleitet, welches auf der Trendprognose des Energie-reports IV [EWI/prognos 2005] aufbaut. Die Daten wurden im Rahmen von GermanHy geringfügig angepasst und bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben, dabei wurden einige wesentliche Parameter an aktuelle Entwicklungen angepasst. Zum Beispiel wurde für das Jahr 2020 ein realer Ölpreis in Höhe von 54 \$/bbl unterstellt. Dies erscheint aus heutiger Sicht sehr niedrig. Die Annahme im GermanHy-Szenario folgt damit aber den Experten, die der Meinung sind, dass sich das Ölpreinsniveau wieder reduzieren wird, dass die aktuellen Preisentwicklungen teilweise spekulationsbedingt sind und bei höheren Preisen bisher nicht wirtschaftliche Ölvorkommen erschlossen werden. Zudem wurden konservative Mindestziele für die Reduktion von Treibhausgasen und die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch unterstellt. Das Szenario „Moderate Entwicklung“ ist demnach durch geringen Änderungs- beziehungsweise Handlungsdruck und leichte Steigerungen der Energieeffizienz und des Anteils erneuerbarer Energien gekennzeichnet.



Motivation	Konservative Trendfortschreibung	Ambitionierte Klimaschutzpolitik	Massive Knappheit fossiler Ressourcen
Energiepreise (Rohöl)	54 \$/bbl in 2020 111 \$/bbl in 2050	54 \$/bbl in 2020 111 \$/bbl in 2050	248 \$/bbl in 2020 202 \$/bbl in 2050
Treibhausgas-Minderungsziele	-20% bis 2020 -40% bis 2050	-40% bis 2020 -80% bis 2050	-20% bis 2020 -40% bis 2050
Mehrkosten Brennstoffzellen-Auto	Senkung der Antriebskosten des Brennstoffzellen-PKW/-NFZ auf das Niveau moderner Diesel-PKW/-NFZ		
Erneuerbare Energien	mindestens 20% Anteil am Primärenergieverbrauch bis 2020		

Abbildung 2-1: Zentrale Hintergründe und wesentliche Annahmen der drei GermanHy-Szenarien



Von allen drei Szenarien bietet es prinzipiell den größten Spielraum für die Herstellung von Wasserstoff für den Verkehrssektor. Das Szenario „Klimaschutz“ ist gekennzeichnet durch schärfere Vorgaben bei der Reduzierung der Treibhausgasemissionen: bis 2020 müssen – so die getroffene Annahme – die CO<sub>2</sub>-Emissionen um 40 Prozent reduziert werden, bis 2050 um 80 Prozent (Basisjahr 1990).

Wesentliche Parameter wie zum Beispiel Energiepreise und Verkehrsleistungen entsprechend den Annahmen des Szenarios „Moderate Entwicklung“. Demnach besteht im Vergleich zum Szenario „Moderate Entwicklung“ ein größerer Handlungs- und Änderungsdruck in Richtung Klimaschutzmaßnahmen. Auf der Nachfrageseite werden in allen Sektoren deutlich mehr Anstrengungen und Erfolge bei der Steigerung der technischen Effizienz unterstellt, während auf der Angebotsseite ein stärkerer Ausbau erneuerbarer Energien beziehungsweise eine breite Einführung von Technologien zur Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> (CCS) für die CO<sub>2</sub>-arme Nutzung fossiler Brennstoffe zur Strom- und gegebenenfalls auch zur Wasserstoffproduktion angenommen wird. Das Szenario „Klimaschutz“ wurde aus dem Leitszenario der BMU-Leitstudie [BMU 2007] abgeleitet und ebenfalls teilweise an aktuelle Entwicklungen sowie Anforderungen von GermanHy angepasst. Aus dem Klimaschutzziel für 2050 können sich in diesem Szenario Restriktionen für die Einführung und Herstellung von Wasserstoff ergeben (zum Beispiel kein Wasserstoff aus Kohle ohne CCS). Das Szenario „Ressourcenverknappung“ geht von einer drastischen Reduktion der Primärenergieverfügbarkeit aus. Das heißt, stark steigende Energiepreise und nicht steigerbare Ölfördermengen. Von einer vollständigen Deckung der wachsenden Nachfrage nach Energierohstoffen kann – im Gegensatz zu den beiden erstgenannten Szenarien – nicht mehr selbstverständlich ausgegangen werden. Die weitere Nutzung von fossilen Brennstoffen wird zunehmend stark eingeschränkt. So steht Erdöl in Deutschland ab 2030 nur noch sehr beschränkt zur Verfügung. Demzufolge wurden für dieses Szenario auf der Grundlage des aktuellen Preisniveaus stärker und schneller steigende Preise für fossile Primärenergieträger (zum Beispiel 248 \$/bbl in 2020 beim Erdöl) angenommen (s. Tabelle 2-3 und Tabelle 2-4). Daraus folgt, dass erneuerbarer Energien in diesem Szenario deutlich schneller konkurrenzfähig werden als im Szenario „Klimaschutz“ und daher intensiv ausgebaut werden. Zudem steigen die Anreize beziehungsweise

Zwänge zur Umsetzung von Maßnahmen zur Effizienzsteigerung, so dass parallel zum Ausbau erneuerbaren Energien mit einer noch intensiveren Erschließung der technischen Einsparungspotenziale (früher und in größerem Umfang) gerechnet wird. Das Szenario „Ressourcenverknappung“ basiert auf Analysen zur Primärenergieverfügbarkeit von [LBST 2007]. Andere zentrale Szenarioannahmen wurden aus den vorgenannten Szenarien übernommen (zum Beispiel Mindestanforderungen an die CO<sub>2</sub>-Minderung aus dem Szenario „Moderate Entwicklung“).

### 2.2. Annahmen

Alle drei Szenarien beruhen auf einem gemeinsamen Satz von relevanten ökonomischen und demografischen Eckdaten und deren Entwicklung bis zum Jahr 2050, die in Tabelle 2-1 zusammengefasst sind. Diese Eckdaten wurden aus [BMU 2007] und [UBA 2006] übernommen und bei Bedarf projektintern aktualisiert (zum Beispiel Wechselkurs US-Dollar zu Euro oder Zinssatz). Für den im Fokus dieser Studie stehenden Verkehrssektor wurden darüber hinaus weitere Annahmen getroffen, auf die im Kapitel 4.1 näher eingegangen wird.

Darüber hinaus wurden für Deutschland folgende wesentliche Randbedingungen unterstellt, die von allen drei Szenarien erfüllt werden müssen:

- Die Anbaufläche für Energiepflanzen beträgt maximal 4 Millionen Hektar (etwa ein Drittel der Anbaufläche).
- Technologien zur Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> (CCS) sind ab 2020 verfügbar.
- Der Anteil von Wind- und Photovoltaik-Strommengen beträgt maximal 50 Prozent.
- Wasserstoff wird mindestens zu 50 Prozent aus erneuerbaren Energien hergestellt.
- Der Anteil von KWK an der Stromerzeugung beträgt minimal 12 und maximal 40 Prozent.

Für das Szenario „Klimaschutz“ wurde außerdem angenommen, dass im Emissionshandel durchgängig etwa doppelt so hohe reale Preise für eine Tonne CO<sub>2</sub> zu zahlen sind (entsprechend den Emissionshandelspreisen des Preispfades C aus [BMU 2007]) und die minimalen Anteile von erneuerbaren Energien im Jahr 2020



Eckdatum	Einheit	2000	2010	2020	2030	2040	2050	2000-2030	2000-2050
Bevölkerung	Mio.	82,2	82,4	81,4	79,4	77,3	75,1	-3%	-9%
Erwerbstätige	Mio.	38,8	38,9	39,0	37,5	37,0	35,8	-3%	-8%
Haushalte	Mio.	38,2	39,7	40,0	39,7	39,2	38,5	4%	1%
BIP	Mrd. € <sub>2000</sub>	2.030	2.306	2.691	3.050	3.355	3.600	50%	77%
Anzahl PKW	Mio. PKW	42,8	47,0	50,6	51,9	52,4	52,1	21%	22%
Personenverkehr	Mrd. Pkm	1.169	1.285	1.433	1.511	1.560	1.536	29%	31%
Güterverkehr	Mrd. tkm	490,0	607,0	748,0	843,0	918,0	980,0	72%	100%
Güterverkehr auf der Straße	Mrd. tkm	346,0	437,0	540,0	604,0	658,0	704,0	75%	103%
Wechselkurs	\$US/€			1,4				konstant	
Zinssatz für Investitionen	%/a			6,0				konstant	

Tabelle 2-1: Entwicklung relevanter Eckdaten für die GermanHy-Szenarien von 2000 bis 2050

Szenario	Einheit	2000	2006	2010	2020	2030	2040	2050	Quelle
MODERAT + RESSOURCEN	EUR/t <sub>CO2</sub>	0	0	5	10	15	20	22,5	BMU, LEIT-06, Pfad "A"
KLIMA	EUR/t <sub>CO2</sub>	0	0	10	20	30	40	50	BMU, LEIT-06, Pfad "C"

Tabelle 2-2: CO<sub>2</sub>-Preise der Szenarien

an der Strom- (27 statt 14 Prozent), Wärme- (14 statt 7 Prozent) und Kraftstoffnachfrage (17 statt 10 Prozent) deutlich höher liegen als in den beiden anderen Szenarien (s. Tabelle 2-2).

Die Entwicklung der Energieträgerpreise ist entscheidend für die Wahl technologischer Pfade zur Energieerzeugung im Allgemeinen und zur Wasserstoffherzeugung im Besonderen. Auch beeinflussen sie die Verbraucherpreise wesentlich. Die angenommenen Energieträgerpreise in den Szenarien „Moderate Entwicklung“ und „Klimaschutz“ sind in der Tabelle 2-3 zusammengefasst. Sie wurden aus bestehenden Studien übernommen und wo nötig im Rahmen von GermanHy abgeschätzt (so orientieren sich die Preise für Stroh, stärke-/zuckerhaltige Pflanzen, Pflanzenöl und Ethanol nun an dem energetischen Kraftstoffäquivalent in Relation zu mineralischem Heizöl).

Für das Szenario „Ressourcenverfügbarkeit“ wurden aufgrund der unterstellten Verknappung fossiler Ressourcen abweichende Energiepreise angenommen. Diese sind in Tabelle 2-4 aufgeführt. Ein deutlich höheres Preisniveau haben in erster Linie die fossilen Energieträger, aber auch diejenigen erneuerbaren Energieträger, die entweder indirekt über Wärmegutschriften (Blockheizkraftwerke) oder direkt als biogene Brennstoffe an den Brennstoffmarkt gekoppelt sind. Der Preis für Erdöl steigt demnach bis 2020 etwa um den Faktor 3,7 (Basis 2000). Danach sinkt er langsam und zwar um 18 Prozent bis 2050. Dieses auf den ersten Blick paradoxe Verhalten resultiert aus der Annahme, dass Erdöl ab dem Jahr 2020 das Preisniveau der bis dato teuersten Kraftstoffalternative – Wasserstoff aus Photovoltaik-Strom – erreichen und sogar übersteigen würde. Ab diesem Zeitpunkt passt sich der Ölpreis an die weitere Preisentwicklung der

teuersten Alternative mit großem Ausbaupotenzial an. Voraussetzung ist allerdings, dass ein Wechsel zum Kraftstoff Wasserstoff oder Strom in dieser Geschwindigkeit realisiert wird. Ist dies nicht der Fall, steigen die Rohölpreise nicht vorhersagbar weiter.

Den Hintergrund für die angenommenen Preissteigerungen fossiler Primärenergieträger im Szenario „Ressourcenverknappung“ bildet die unterstellte Verknappung auf dem Weltmarkt und für Deutschland. Basis dieser Annahmen bilden die detaillierten Analysen der LBST (siehe Kapitel 3.2.1). Diese befassen sich mit den weltweit vorhandenen Energiereserven, deren möglicher Erschließung im Zeitverlauf, den aktuellen und absehbaren Förderpotenzialen von Primärenergien sowie den Handelsbedingungen auf dem Weltmarkt. Die Verknappung resultiert aus dem Erreichen und Überschreiten des Fördermaximums („peak oil“, „peak gas“, etc.) und dem sich anschließenden Rückgang der verfügbaren Menge des jeweiligen Energieträgers. Bei unveränderter oder – wovon in den vergangenen Energieszenarien immer ausgegangen wurde – sogar noch drastisch steigender Nachfrage kommt es zwangsläufig und schnell zu enormen Preissteigerungen. Die Nachfrage muss schließlich entweder auf geeignete Alternativen ausweichen oder aufgrund physischer Verknappungen ebenfalls zurückgehen. Welche Möglichkeiten im konkreten Fall für den deutschen Markt bestehen beziehungsweise welche Strategien verfolgt werden, hängt von einer Vielzahl an Faktoren (Welthandel, Geopolitik, nationale Energie- und Wirtschaftspolitik etc.) ab. Mangels methodologisch geeigneter Modelle gibt es bisher keine adäquaten Untersuchungen über Preisentwicklungen unter dauerhafter und zunehmender Ressourcenverknappung.

Energieträger	Jahr	2000	2010	2020	2030	2040	2050	2000-2050	Referenzen
Preise in (ct/kWh)									
Rohöl		3,0	1,7	2,4	3,0	3,9	5,0	65%	1)
Steinkohle		1,0	0,6	0,7	0,8	0,9	1,1	42%	1)
Braunkohle		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	-36%	1)
Erdgas für Industrie		1,1	1,1	2,0	2,7	3,3	4,6	316%	1)
Erdgas für Haushalte		5,3	3,8	4,9	5,9	6,8	8,4	58%	1)
Holz		1,0	1,6	1,6	1,6	2,1	2,6	172%	2)
Stroh		0,9	0,9	1,0	1,3	1,6	2,1	135%	3)
Zucker-/Stärkehaltige Pflanzen (Weizen)		1,6	0,9	1,3	1,6	2,1	2,7	65%	3)
Biogas (Reststoffe und Energiepflanzen) für Haushalte		9,9	9,5	9,8	10,1	10,4	11,9	20%	3)
Pflanzenöl		7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	0%	3)
Ethanol (Import)		0,9	1,8	2,6	3,2	4,1	5,3	465%	3)
Wasserkraft (modernisierte Anlagen)		4,8	6,2	6,9	6,9	6,9	6,6	38%	4)
Geothermie-Strom (KWK) für Haushalte		21,0	19,7	10,7	9,8	8,9	7,3	-65%	3), 4)
Geothermie-Wärme (KWK) für Haushalte		5,4	5,4	5,7	5,9	6,1	6,5	20%	3), 4)
Windkraft-Strom (onshore)		9,7	7,4	5,6	5,3	5,3	5,3	-46%	5)
Windkraft-Strom (offshore)		a) 6,8	b) 13,6	5,3	4,9	4,9	4,9	-28%	5)
Windkraft-Strom (Import aus Skandinavien)		6,2	4,8	3,7	3,6	3,6	3,6	-43%	6)
Photovoltaik-Strom (netzgekoppelt)		72,8	34,8	14,2	11,4	10,2	9,6	-87%	4)
Solarthermie-Strom (Import)		14,5	12,5	8,8	7,3	5,9	5,9	-59%	3)

Referenzen: 1) nach [#HyWays-II]; 2) nach [dena-BTL]; 3) nach eigenen Annahmen; 4) nach [BMU 2007]; 5) nach [#BWE/Wind energy market survey 2000; #EWEA 2008; #AWEA 2004/Windforce]; 6) nach [#BWE/Wind energy market survey 2000; #HyWays]; a) Horns Rev; b) Butendiek; 6

Tabelle 2-3: Annahmen zur Entwicklung realer Preise der Energieträger in den Szenarien „Moderate Entwicklung“ und „Klimaschutz“ von 2000 bis 2050

Energieträger	Jahr	2000	2010	2020	2030	2040	2050	2000-2050	Referenzen
Preise in ct/kWh									
Rohöl		3,0	6,9	11,1	10,4	9,8	9,1	201%	1)
Steinkohle		1,0	3,5	5,6	5,2	4,9	4,5	353%	2)
Braunkohle		0,3	0,7	1,1	1,0	1,0	0,9	188%	2)
Erdgas für Industrie		1,1	4,6	9,4	9,3	8,4	8,3	657%	1)
Erdgas für Haushalte		4,1	7,3	12,3	12,5	11,9	12,1	197%	1)
Holz		1,0	1,6	5,9	5,5	5,2	4,8	395%	3)
Stroh		0,9	0,9	4,7	4,4	4,2	3,9	328%	2)
Zucker-/Stärkehaltige Pflanzen (Weizen)		1,6	3,8	6,0	5,6	5,3	4,9	201%	2)
Biogas (Reststoffe und Energiepflanzen) für Haushalte		9,9	9,5	15,8	16,0	15,4	15,6	58%	3)
Pflanzenöl		7,6	7,6	11,1	10,4	9,8	9,1	19%	2)
Ethanol (Import)		0,9	7,4	11,8	11,1	10,5	9,6	928%	2)
Geothermie-Strom (KWK) für Haushalte		20,5	15,5	1,7	1,7	2,7	2,7	-87%	2)
Geothermie-Wärme (KWK) für Haushalte		5,5	6,4	7,7	7,7	7,5	7,5	37%	2)

Referenzen: 1) nach [HyWays-II]; 2) eigene Annahmen

Tabelle 2-4: Abweichende Annahmen zur Entwicklung realer Preise der Energieträger im Szenario „Ressourcenverknappung“ von 2000 bis 2050

## 3 Herstellungspfade von Wasserstoff und Anwendungsoptionen.

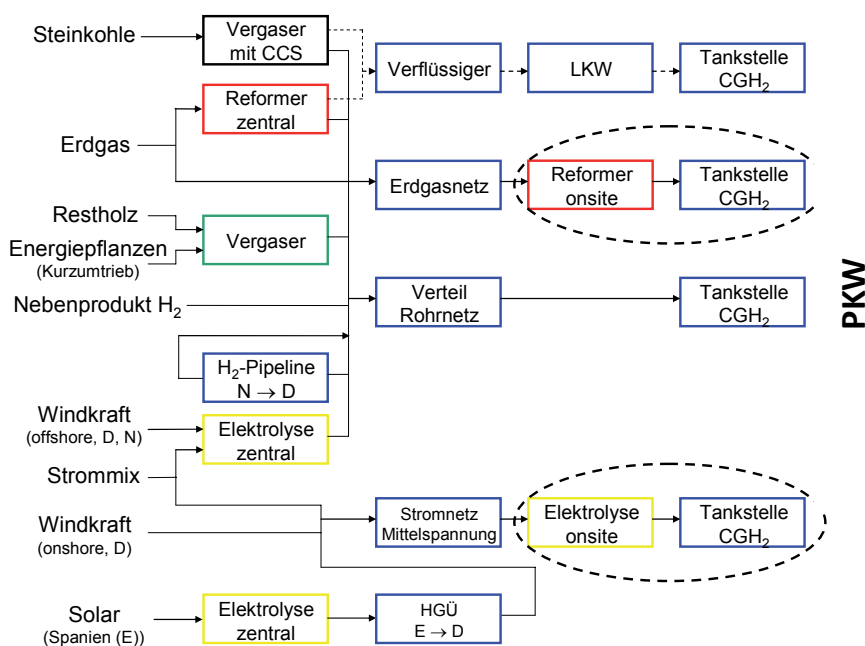
### 3.1. Herstellungsoptionen

Eine Analyse der Herstellungsoptionen von Wasserstoff erfordert Angaben der spezifischen Wasserstoff-Herstellkosten sowie der möglichen Kosten und potenziellen Beiträge zur Treibhausgasreduktion. Für GermanHy wurden die im europäischen Wasserstoff-Roadmap-Projekt „HyWays“ für Deutschland identifizierten Wasserstoff-Produktions- und Verteilungspfade ergänzt beziehungsweise aktualisiert [HyWays 2006]. Dabei basieren die Well-to-Wheel (WtW)-Analysen von HyWays auf mit Industrie und Politik abgestimmten technisch-wirtschaftlichen Annahmen [CONCAWE 2007].

Abbildung 3-1 zeigt die für Deutschland ausgewählten Wasserstoff-Bereitstellungspfade und Tabelle 3-1 die dazugehörigen Schlüsseldaten der Wasserstoff-Produktionsprozesse. Diese wurden auch später im Infrastrukturmodell (siehe Kapitel 5) verwendet. Während eine tankstellenseitige Wasserstoffherstellung keine Wasserstoffverteilung sondern

lediglich eine Anlieferung der Einsatzenergie über eine entsprechende Verteilungsinfrastruktur erfordert, bedarf es bei regionalen und zentralen Herstelloptionen zusätzlicher, in Tabelle 3-2 gezeigter, Infrastruktur-Schlüsseltechnologien.

Das mit technischen Daten beschriebene Portfolio an möglichen Wasserstoff-Herstellungspfaden wurde um aktuelle Annahmen wie zum Beispiel Energiepreise und Mengengerüste ergänzt. Dann wurde eine Well-to-Wheels-Analyse für die Jahre 2010, 2020 und 2030 durchgeführt, die die Kosten und Treibhausgasemissionen jedes Kraftstoffpfads von der Quelle bis zum Fahrzeug darstellt. Bei der Bewertung der Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass diese einen bereits etablierten Markt darstellen. Das heißt, anders als in Demonstrationsprojekten mit nur geringer Anlagenauslastung und dadurch höheren Verlusten beziehungsweise deutlich reduzierten Anlagenwirkungsgraden wurde hier angenommen, dass alle Anlagen im Nennbetrieb und mit durchschnittlicher Auslastung betrieben werden.



Legende: D = Deutschland, N = Niederlande, E = Spanien

Abbildung 3-1: Für Deutschland relevante Wasserstoff-Produktions- und Verteilungspfade

### 3 Herstellungspfade von Wasserstoff und Anwendungsoptionen

Einsatzenergie	Prozesstyp	Anlagengröße	Standort
Erdgas	Dampfreformierung (zentral und regional: mit CCS)	100.000 Nm³/h 890 Nm³/h 220 und 890 Nm³/h	Zentral Regional On-site
Kohle	Kohlevergasung (mit CCS)	100.000 Nm³/h	Zentral
Biomasse (Energiepflanzen, Restholz)	Biomassevergasung	1.750 Nm³/h	Regional
Netzstrom	Elektrolyse	20.000 Nm³/h 220 und 890 Nm³/h	Zentral On-site
Windstrom (on- und offshore)	Elektrolyse	20.000 Nm³/h 220 und 890 Nm³/h	Zentral
Nebenprodukt		Abhängig von der Quelle	Zentral
Wasserstoff-Import	Windkraft N + Elektrolyse Solarthermie E + Elektrolyse	20.000 Nm³/h	Zentral

Tabelle 3-1: Schlüsseldaten von für Deutschland relevanten Wasserstoff-Produktionsprozessen

Technologie	Anlagenskalierung	Anlagenleistung
Lokales Rohrnetz	5 km	2,7 Mio. Nm³/a
Transport-Pipeline	50 km (Transport) + 5 km (Verteilung)	80 Mio. Nm³/a
H <sub>2</sub> -Transport Pipeline N → D	650 km	1 Mrd. Nm³/a
H <sub>2</sub> Verflüssigung		216 t <sub>LH2</sub> /d
HGÜ-Transportleitung E → D	2.000 km	6.400 MW <sub>el</sub>
LH <sub>2</sub> -Tanksattelaufleger	Ø 150 km Distanz	3.500 kg <sub>LH2</sub> /Lieferung
CGH <sub>2</sub> Tankstelle (für 70 MPa)	Kompression mit Booster	120 und 480 t <sub>H2</sub> /a

Legende: D = Deutschland, N = Niederlande, E = Spanien, HGÜ = Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, LH<sub>2</sub> = flüssiger Wasserstoff, CGH<sub>2</sub> = gasförmiger Wasserstoff

Eine Verteilung von Wasserstoff mit Tanklastzügen für druckförmigen Wasserstoff wurde für Deutschland nicht berücksichtigt.

Tabelle 3-2: Schlüsseldaten von Wasserstoff- und Strom- Transport- und Verteiltechnologien

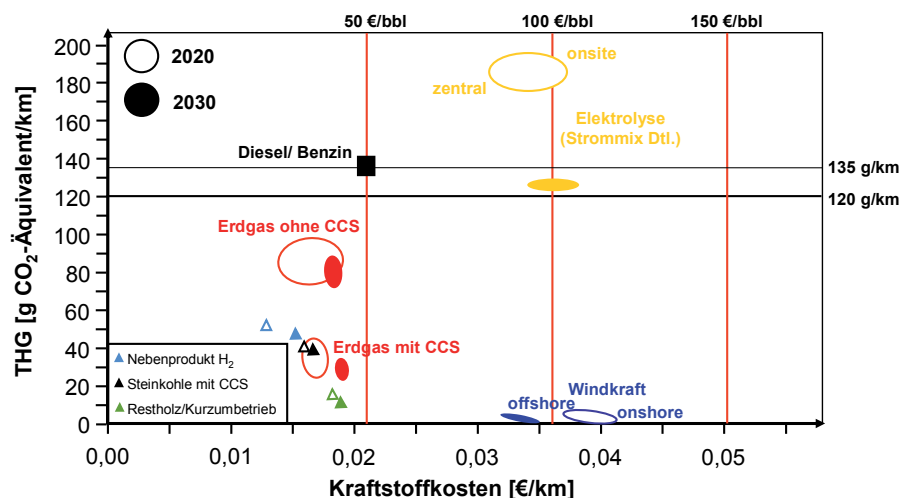


Abbildung 3-2: Portfolio-Darstellung für Wasserstoff-Bereitstellungspfade für Hybrid-Brennstoffzellenfahrzeuge (Well-To-Wheel) für 2020 und 2030 (Szenarien „Moderate Entwicklung“ und „Klimaschutz“)

Die spezifischen Treibhausgasemissionen der verschiedenen Wasserstoff-Herstellungspfade [ $\text{g CO}_2/\text{km}$ ] in Relation zu den spezifischen Kosten [ $\text{€/km}$ ] sind in Abbildung 3-2 dargestellt. Die Kosten beziehen dabei zwar den erhöhten Wirkungsgrad von Brennstoffzellenfahrzeugen ein, jedoch nicht die zusätzlichen Fahrzeugkosten selber (vgl. Abbildung 5-11).

Es zeigt sich, dass bei einem Ölpreis von 100 €/bbl nahezu alle Wasserstoffpfade Kostengleichheit mit konventionellen Benzin- oder Diesel-PKW erzielen oder sogar deutlich günstiger sind. Gleichzeitig erreichen diese Wasserstoffpfade deutlich reduzierte Treibhausgasemissionen. Eine Ausnahme bilden die Pfade der Wasserstoff-Elektrolyse mit Strom aus dem deutschen Stromnetz im Jahr 2020. Dies erklärt sich mit dem hohen Anteil von Kohle ohne CCS am Strommix im Jahr 2020. Voraussetzung für den Klimaschutzeffekt der Wasserstoffpfade ist, dass die verwendeten Energieressourcen nicht an anderer Stelle fehlen und darauf hin dort durch fossile Energieträger ohne CCS ersetzt werden. Die dargestellten Pfade unterliegen einer konservativen Abschätzung. Langfristig können weitere Wasserstoff-Produktionsverfahren (z. B. aus Algen) eine Rolle spielen. Diese befinden sich derzeit noch im Stadium der Grundlagenforschung, wurden in GermanHy nicht betrachtet, können aber in der Zukunft einen Beitrag leisten.

### 3.2. Potenziale fossiler Energien inklusive CCS für die Herstellung von Wasserstoff

#### 3.2.1. Verfügbarkeit fossiler Primärenergien

In den Szenarien „Moderate Entwicklung“ und „Klimaschutz“ wurde angenommen, dass die Verfügbarkeit fossiler Energieträger auch zukünftig weiter steigt, das heißt, mit der wachsenden Nachfrage mithält.

Zur Quantifizierung der Verfügbarkeit fossiler Energieressourcen für das Szenario „Ressourcenverknappung“ wurde eine bottom-up Analyse der weltweit verfügbaren Energieressourcen durchgeführt. Diese Analysen basieren im Kern auf bestehenden Arbeiten der Association for the Study of Peak Oil and Gas (ASPO) [ASPO 2007] sowie der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST) [LBST 2006] [LBST 2007a] [LBST 2007b] [LBST 2007c]. Für jeden

Energieträger wurden landesspezifische Förderprofile erstellt und zu regionalen Förderprofilen überlagert. Diese werden mit den von der Internationalen Energie-Agentur (IEA) [IEA 200Xa] [IEA 200Xb] [IEA 2005] erwarteten Verbrauchsentwicklungen der Regionen verglichen, um das künftige Exportpotenzial abschätzen zu können. Es zeigt sich, dass die Exportpotenziale vermutlich wesentlich schneller zurückgehen werden als die Förderraten, da die Staaten mit den größten Fördermöglichkeiten auch zu den Staaten mit dem größten Verbrauchszuwachs gehören dürften.

Auf Basis der oben erwähnten Studien und daraus vorliegender Erkenntnisse zeigt Abbildung 3-3 die im Szenario „Ressourcenverknappung“ unterstellte maximale Verfügbarkeit von fossilen Energieträgern für den deutschen Markt bis zum Jahr 2050. Demnach ist bereits ab 2010 mit einem kontinuierlichen Rückgang der insgesamt für den deutschen Markt verfügbaren Primärenergie zu rechnen. Dies resultiert vor allem aus dem entsprechenden Rückgang des wichtigsten fossilen Energieträgers, dem Erdöl, dessen Verfügbarkeit innerhalb von zwei Dekaden auf nur noch vernachlässigbar geringe Mengen absinkt. Dahinter steckt die begründete Annahme, dass das weltweite Fördermaximum bei Erdöl bereits kurzfristig stattfindet, wenn nicht sogar bereits stattgefunden hat. Dieser Rückgang beim Erdöl kann nicht durch eine Ausweitung der Förderung anderer fossiler Brennstoffe kompensiert werden, da zeitversetzt sowohl beim Erdgas als auch bei der Kohle ebenfalls mit dem Erreichen des jeweiligen Fördermaximums gerechnet wird. Der politisch beschlossene Ausstieg aus der heimischen Steinkohleförderung bis 2020 könnte zwar angesichts solch einer Verknappung auch wieder rückgängig gemacht werden, in diesem Szenario wird allerdings davon ausgegangen, dass es beim Ausstiegsbeschluss bleibt. Gründe sind die letztlich sehr begrenzten Kompensationsbeiträge, der bereits fortgeschrittene Strukturwandel in den Abbaugebieten sowie die sonst erneut drohenden Negativfolgen wie Bergbauschäden oder Ewigkeitskosten.

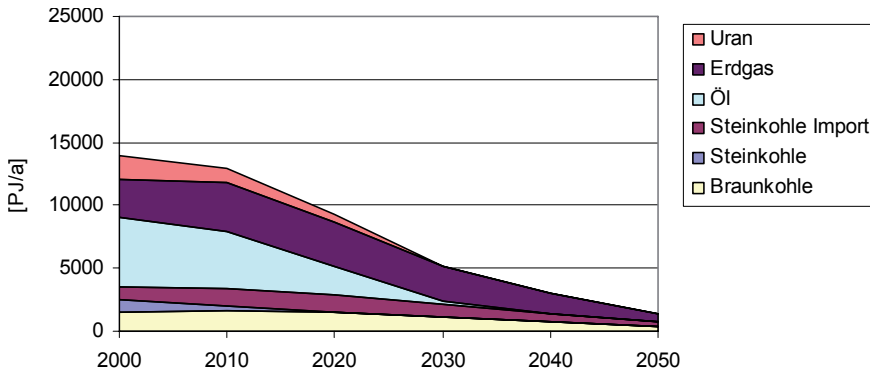


Abbildung 3-3: Verfügbarkeit fossiler Energieträger in Deutschland im Szenario „Ressourcenverknappung“ zwischen 2000 und 2050

#### 3.2.2. Potenziale zur Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid

Die weitere intensive Nutzung fossiler Brennstoffe für die zentrale Stromerzeugung und zukünftig auch für die zentrale Wasserstoffherzeugung wird aus Klimaschutzgründen künftig nicht mehr ohne eine Abscheidung und Speicherung des anfallenden Kohlendioxids (CCS) möglich sein. Dies gilt in besonderem Maße für die kohlenstoffintensiven Primärenergieträger Braun- und Steinkohle, aber unter Umständen auch für Erdgas. Für die Abscheidung kommen folgende verschiedene Technologien mit unterschiedlicher zeitlicher Verfügbarkeit in Frage [BMU 2007]:

- Kurzfristig, ab ca. 2015, Technologien zur CO<sub>2</sub>-Abtrennung nach der Verbrennung (Post-Combustion), wie zum Beispiel die Rauchgaswäsche. Als einzige Option ist diese für die Nachrüstung geeignet. Aufgrund hoher Zusatzkosten (30 bis 150 Prozent) und Wirkungsgradverluste (8 bis 14 Prozentpunkte) wird aber nicht mit einem breiten Einsatz dieser Technologien gerechnet.
- Mittelfristig, ab ca. 2020, Technologien zur CO<sub>2</sub>-Abtrennung vor der Verbrennung (Pre-Combustion). Hierzu zählen Kohle- und Gaskraftwerke mit integrierter Vergasung, die auch für die großtechnische Herstellung von Wasserstoff geeignet sind, und Kraftwerke, die von einer Verbrennung mit Sauerstoff statt Luft Gebrauch machen (Oxyfuel-Verfahren).

Das Pre-Combustion- und das Oxyfuel-Verfahren ermöglichen eine bessere Energie- und CO<sub>2</sub>-Bilanz als die kurzfristiger einsetzbare Technologie der Rauchgaswäsche und stehen im Fokus der aktuellen Forschung und Entwicklung. Langfristig (ab 2030) könnten zudem Kombinationen aus innovativen Trennverfahren mit neuen Kraftwerkstypen wie zum Beispiel Hochtemperatur-Brennstoffzellen mit speziellen Nachbrennern zum Einsatz kommen.

Generell wird nicht vor 2020 mit dem kommerziellen Einsatz von Kraftwerken, die CCS nutzen, gerechnet. So will zum Beispiel Vattenfall bis etwa 2015 erste große mit dem Oxyfuel-Verfahren ausgestattete Demonstrationskraftwerke bauen und RWE Power plant bis zum Jahr 2014 das erste große Kohlekraftwerk mit integrierter Vergasung und CO<sub>2</sub>-Abtrennung. Die zeitliche Verfügbarkeit von CCS ist zudem von dem erforderlichen rechtzeitigen Aufbau einer adäquaten CO<sub>2</sub>-Transport-Infrastruktur (vorrangig Pipeline und/oder Schiffe) und der Erschließung geeigneter CO<sub>2</sub>-Speicher abhängig.

Für die langzeitstabile Speicherung von CO<sub>2</sub> kommen in Deutschland folgende vier Optionen in Frage: Ausgeförderte Gasfelder (ca. 2,3 – 2,5 Gigatonnen (Gt)), tiefe saline Aquifere (ca. 12 – 28 Gt), tiefe Kohleflöze (ca. 3,7 – 16,7 Gt; Eignung noch nicht sicher) und ausgeförderte Ölfelder (ca. 0,11 Gt). Das gesamte deutsche Speicherpotenzial liegt demnach zwischen 18 und 48 Gt CO<sub>2</sub>. Das Potenzial könnte zwar durch eine Nutzung von Speicherpotenzialen im benachbarten Ausland (Frankreich, Belgien, Niederlande) erhöht werden. Andererseits gibt es aber auch signifikante Nutzungskonkurrenzen durch Geothermie (saline Aquifere) und Erdgas- sowie langfristig auch Wasserstoffspeicher (leere Gasfelder beziehungsweise ausgesolte Salzkavernen). Das Speicherpotenzial in Höhe von 18 und 48 Gt CO<sub>2</sub> würde für Deutschland 36 bis 72 Jahre reichen. Zugrunde gelegt sind eine statische Betrachtung, CO<sub>2</sub>-Emissionen in Höhe von knapp 0,4 Gt/a aus stationären Quellen mit mehr als 1 Mt/a (Stand 2005) sowie ein Energiemehrverbrauch für CCS von 30 Prozent. Im Falle einer intensiven Nutzung der CCS-Technologie (Szenario „CCSMAX“ [BMU 2007]) würde das untere Speicherpotenzial für CO<sub>2</sub> bereits kurz nach 2060, das heißt noch vor Ende der durchschnittlichen Kraftwerkslebensdauer der ab 2020 gebauten CCS-Kraftwerke erschöpft sein.

Bei einer breiten Einführung von CCS ist zudem zu beachten, dass die Speicherpotenziale vornehmlich in der Norddeutschen Tief-

ebene liegen, während die Kraftwerksstandorte zurzeit hauptsächlich im Ruhrgebiet und in Süddeutschland liegen. Wenn der Aufwand für den CO<sub>2</sub>-Transport gering bleiben soll, müssten also massive Standortverlagerungen neuer Kraftwerke Richtung Niedersachsen und Schleswig-Holstein erfolgen.

Ob und ab wann ein breiter Einstieg in die CCS-Technologie erfolgt, hängt neben weiteren Faktoren wie ökologischen Implikationen oder öffentlicher Akzeptanz auch von den Kosten ab. Die CCS-Technologien könnten generell auch zur CO<sub>2</sub>-armen, großtechnischen Herstellung von Wasserstoff genutzt werden, mit Gesteungskosten in 2020 zwischen 9 und 11 €/GJ aus Erdgas via Dampfreformierung und zwischen 9 und 12 €/GJ aus Kohle mittels Vergasung, bei angenommenen Brennstoffpreisen von 5,7 beziehungsweise 2,3 €/GJ für Erdgas beziehungsweise Kohle [BMU 2007]. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich aufgrund der langen technischen Lebensdauer der Anlagen eine Nutzungskonkurrenz um CO<sub>2</sub>-Speicher zwischen Strom-, Wärme- und Wasserstoff-Erzeugungsanlagen entwickeln könnte.

### 3.3. Potenziale erneuerbarer Energien und Nutzungskonkurrenzen

Erneuerbare Energien gewinnen für die gesamte Energieversorgung wie auch für den Verkehrssektor an Bedeutung. In Zukunft können sie auch für die Wasserstoffherzeugung eingesetzt werden, weshalb in GermanHy eine Analyse der Potenziale und Nutzungskonkurrenzen vorgenommen wurde.

#### 3.3.1. Potenziale erneuerbarer Energien

Die im Rahmen von GermanHy betrachteten technischen Potenziale erneuerbarer Energien basieren zum größten Teil auf einer Studie für die Verkehrswirtschaftliche Energie-Strategie (VES) [VES 2007] und der BTL-Realisierungsstudie [Dena 2006]. Sowohl in [VES 2007] als auch in [Dena 2006] wurden für die Ermittlung der technischen Potenziale unter anderem Arbeiten des Instituts für Energetik [IE 2004], [IE 2005] und des Öko-Instituts [Öko 2004] verwendet. Die Regionalisierung der Potenziale erneuerbarer Energien innerhalb Deutschlands erfolgte im Rahmen von GermanHy unter Berücksichtigung weiterer Quellen.

Begrifflich zu unterscheiden sind theoretische, technische und wirtschaftliche Potenziale erneuerbarer Energien. In diesem Kapitel liegt der Fokus auf technischen Potenzialen. Diese dienen als Nebenbedingung („upper bound“) für das Energiemodell hinsichtlich realistischer, maximaler Verfügbarkeiten von erneuerbaren Energien. Es wurden deutsche Potenziale sowie Importpotenziale ausgewählter Länder analysiert.

#### 3.3.2. Biomassepotenziale

Die Verfügbarkeit verschiedener Biomassequellen in Deutschland setzt sich zusammen aus den angebauten Energiepflanzen sowie dem Aufkommen biogener Reststoffe. Dabei existieren komplexe Abhängigkeiten (zum Beispiel Korn-/Stroh-Verhältnis der angebauten Pflanzen), die dynamisch im Energiemodell abgebildet wurden. Tabelle 3-3 stellt die im Energiemodell eingepflegte Verfügbarkeit der verschiedenen Biomassequellen bei verschiedenen angenommenen Biokraftstoffnutzungen dar. Als verfügbare Fläche für den Anbau von Energiepflanzen wurden im Energiemodell optimistisch 4 Millionen Hektar angenommen („max“). Zum Vergleich ist in Tabelle 3-3 die Biomasseverfügbarkeit auch bei niedriger verfügbarer Fläche in Höhe von 1,8 Millionen Hektar („min“) dargestellt.

Für das Energiemodell wurde angenommen, dass ein Sockel an Pflanzenöl basierten Kraftstoffen (Rapsmethylester (RME), d. h. Biodiesel) und ein Sockel an Stärkepflanzen für die Ethanolproduktion (Biomasse basierte Kraftstoffe der ersten Generation) in den nächsten Jahrzehnten bestehen bleibt. Darüber hinaus wird eine Einführung von BTL (englisch für biomass to liquid, synthetische, biomassebasierte Kraftstoffe der zweiten Generation) unterstellt.

Summiert man die in Tabelle 3-3 gelisteten Potenziale auf, steht je nach Rahmenbedingungen ein energetisches Gesamtpotenzial von 850 bis 1670 PJ/a Biomasse zur Verfügung. Davon entfallen etwa 430–460 PJ/a auf energetisch nutzbares Waldenergie- und Restholz, 170–330 PJ/a auf Reststroh sowie 100–160 PJ/a auf Biogas, welches aus Rest- und Abfallstoffen hergestellt wird. Weitere Potenziale bieten die bei der Flächen-nutzung als alternativ zu betrachtenden Potenziale von Holz aus Kurzumtriebsplantagen (bis zu 410 PJ/a) und Biogas aus dem Anbau von Energiepflanzen (bis zu 430 PJ/a). Es muss davon ausgegangen werden, dass es in



	Kein RME / kein Weizen für Ethanol [PJ/a]		Mit RME [PJ/a]		Kein RME / mit Weizen für Ethanol [PJ/a]		Mit RME und Weizen für Ethanol [PJ/a]	
	min.	max.	min.	max.	min.	max.	min.	max.
Waldenergieholz	332	332	332	332	332	332	332	332
Industrierestholz	57	57	57	57	57	57	57	57
Altholz	43	68	43	43	43	68	43	68
Reststroh	169	219	196	263	191	303	199	331
Biogas aus Reststoffen	105	156	105	156	105	156	105	156
Summe Reststoffe	706	833	732	877	728	918	736	945
z. Vgl. BMU 2004	755	977	755	977	755	977	755	977
Pflanzenöl/RME	-	-	50	50	-	-	50	50
Stärkepflanzen 1)	-	-	-	-	92	210	67	302
Holz aus Anbau von Kurzumtriebsplantagen	130	407	48	293	-	-	-	-
Biogas aus Anbau von Energiepflanzen	97	431	35	310	97	431	-	-
<b>Gesamtsumme Biomasse</b>	<b>933</b>	<b>1.670</b>	<b>865</b>	<b>1.530</b>	<b>917</b>	<b>1.558</b>	<b>853</b>	<b>1.297</b>

Tabelle 3-3: Biomasseverfügbarkeit in Deutschland bei 1,8 („min“) bis 4,0 („max“) Millionen Hektar Ackerfläche

den nächsten Jahrzehnten in Deutschland nur geringe Zuwachsmöglichkeiten gibt. Bislang werden die vorhandenen, für energetische Nutzung zur Verfügung stehenden Potenziale allerdings nur teilweise ausgeschöpft.

### 3.3.3. Biomasse-Nutzungskonkurrenzen

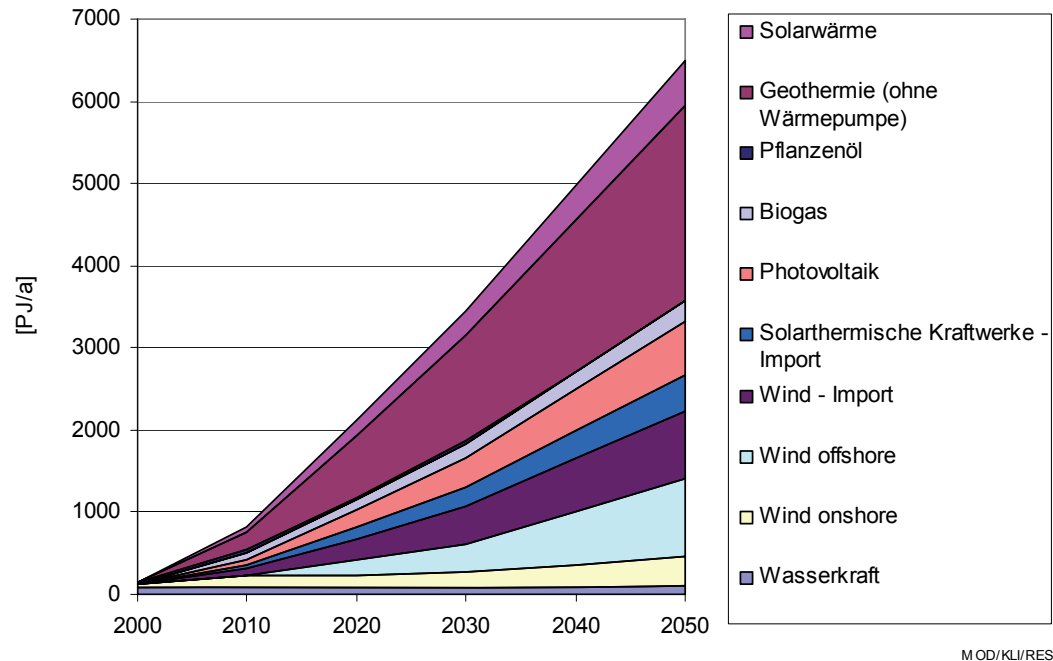
Da es weder eine zwingende Zuordnung der verschiedenen Biomassearten auf die verschiedenen Anwendungen (Strom, Wärme, Kraftstoffe) gibt, noch eine bestimmte Biomasseart, die ausschließlich zur Wasserstoffproduktion eingesetzt wird, ergibt sich eine große Bandbreite an Potenzial für die Herstellung von Wasserstoff aus Biomasse. Dieses reicht von 0 PJ/a, wenn alle Biomassearten anderweitig, zum Beispiel für Strom- und Wärmeerzeugung oder für Biokraftstoffe eingesetzt werden, bis zu maximal 835 PJ/a, wenn Wasserstoff aus der allothermen Vergasung des gesamten Energieholzes plus der Dampfreformierung von Biogas aus sämtlichen Reststoffen und Energiepflanzen hergestellt wird.

Es scheint höchst unwahrscheinlich und aus Effizienzgründen auch nicht ratsam, dass die gesamte verfügbare Biomasse inklusive Energieholz für die Erzeugung von Wasserstoff verwendet wird. Schließlich sind die reine Verbrennung zur Wärmeerzeugung oder die Stromerzeugung mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in ihrem Gesamtwirkungsgrad deutlich besser als Umwandlung von Biomasse zu Wasserstoff: Die wichtigsten Konversionsverfahren von Biomasse zu Wasserstoff liegen im Bereich von 30 bis 40 Prozent Wirkungsgrad.

Dagegen sind eine Reihe alternativer Nutzungsvarianten denkbar, welche alle zu unterschiedlichen nutzbaren Gesamtenergie-mengen aus Biomasse führen:

- Keine Wasserstofferzeugung aus Biomasse aber ein maximal nutzbares Potenzial in Höhe von 1.340 PJ/a bringt eine Variante, bei der die Biomasse komplett zur Erzeugung von Wärme und Strom über KWK eingesetzt wird.
- Ebenfalls keine Wasserstofferzeugung aber zumindest Biokraftstoffe und ein maximal nutzbares energetisches Po-





Anmerkungen: Ein Drittel der durch Solarenergie genutzten Dachflächen sind für Solarthermie reserviert; das Geothermiepotezial teilt sich auf in 240 PJ/a Strom (elektrischer Wirkungsgrad: 10 Prozent) und 1.000 PJ/a Wärme

Abbildung 3-4: Verfügbarkeit von Strom und Wärme aus erneuerbaren Energien in Deutschland

tenzial in Höhe von 770 PJ/a würde eine Variante erbringen, bei der ein Großteil der trockenen Biomasse zur Herstellung von alternativen Biokraftstoffen verwendet wird und Biogas zur Wärme- oder Stromerzeugung über KWK herangezogen wird.

- 110 bis 293 PJ/a Wasserstoff und ein nutzbares Gesamtpotenzial in Höhe von 1.000 PJ/a würde eine Variante erbringen, bei der Reststoffe und Energiepflanzen der Wasserstoffherzeugung zugeführt werden und das gesamte Energieholz plus Reststroh über KWK zu Wärme und Strom umgewandelt wird. Verglichen mit dem gegenwärtigen Energieverbrauch des gesamten Verkehrssektors von etwa 2.600 PJ/a würde das einen Wasserstoff-Deckungsbeitrag in Höhe von 4 bis 11 Prozent bedeuten.

Bei den CO<sub>2</sub>-Minderungskosten hat Wasserstoff aus Biomasse allerdings deutliche Wettbewerbsvorteile: Wasserstoff, hergestellt über Vergasungsverfahren und eingesetzt in der Brennstoffzelle, hat sehr geringe bis deutlich negative CO<sub>2</sub>-Minderungskosten. Biokraftstoffe der ersten und zweiten Generation sind hier deutlich unterlegen. Lediglich die direkte Erzeugung von Wärme aus Biomasse in bestimmten Anlagen kann bei den CO<sub>2</sub>-Minderungskosten mit der Wasserstoffnutzung konkurrieren.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die energetischen Potenziale von Biomasse in Deutschland hoch sind und Biomasse

ein Mengen- und CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzial für die Herstellung von Wasserstoff als Kraftstoff besitzt. Es muss aber auch festgestellt werden, dass Biomasse zukünftig aufgrund der hohen energetischen und stofflichen Nutzungskonkurrenz nur begrenzt zur Produktion von Wasserstoff beitragen kann.

### 3.3.4. Potenziale erneuerbarer Energien für Strom und Wärme

Die für Deutschland angenommene Primärenergieverfügbarkeit erneuerbarer Energien in Form von Strom und Wärme sind in Abbildung 3-4 dargestellt und wurden in der Form in das Energiemodell eingepflegt.

### 3.3.5. Importe

Die in Abbildung 3-4 dargestellten Importpotenziale basieren auf einer Analyse der Exportländer Großbritannien, Norwegen sowie der Anrainerstaaten des Mittelmeeres. Die gerade in den südlichen Ländern noch zu erwartenden deutlichen Steigerungen des Eigenbedarfes wurden berücksichtigt. Exogen vorgegeben wurden maximal mögliche Importe von Wasserstoff (zum Beispiel aus Norwegen), Windenergie (zum Beispiel aus

Großbritannien), Strom aus Solarthermischen Kraftwerken (zum Beispiel aus Spanien) sowie Pflanzenöl (zum Beispiel aus Osteuropa). Importe von Biomasse (zum Beispiel Holz aus Osteuropa) sowie von Biokraftstoffen (zum Beispiel Ethanol aus Brasilien) wurden nicht beschränkt. Eine Wettbewerbsanalyse mit anderen potenziellen Importländern wurde im Rahmen von GermanHy nicht durchgeführt. Die Abbildung zeigt ferner das technisch realisierbare Potenzial unter optimalen Bedingungen, wenn ein forcierter Ausbau der jeweiligen erneuerbaren Energie vorgenommen wird. Die Wachstumskurven wurden extrapoliert aus der historischen Wachstumskurve und mit Blick auf das technische Potenzial in Deutschland. Diese Werte stellen keine Ausbauprognose dar, sondern gehen als obere Grenze in die Berechnungen des Energiemodells ein.

## 4 Wasserstoff im Verkehr.

Nachdem in Kapitel 3 die möglichen Wasserstoff-Herstellungspfade und die Potenziale der verschiedenen Primärenergieträger, die zur Wasserstoffproduktion genutzt werden können, betrachtet wurden, wird im folgenden Kapitel die Energienachfrage des Verkehrssektors in Deutschland analysiert. Dabei wird unterschieden zwischen herkömmlichen Kraftstoffen und Antrieben beziehungsweise Fahrzeugen und Wasserstoff-Brennstoffzellen-Fahrzeugen.

### 4.1. Annahmen zum Verkehrssektor

Der Bedarf des Verkehrssektors nach Endenergie in Form von Kraftstoffen (inklusive Strom) resultiert im Wesentlichen aus dem Straßenverkehr (ca. 86 Prozent), gefolgt vom Luft- (ca. 11 Prozent), Schienen- (ca. 3 Prozent) und Binnenschiffverkehr (< 1 Prozent). Die Einführung von Wasserstoff wird in GermanHy zunächst ausschließlich im Straßenverkehrssektor unterstellt. Die Annahmen zur Entwicklung der anderen Verkehrsträger werden bis auf begründete Ausnahmen unverändert aus [BMU 2007] übernommen (ceteris paribus Betrachtung).

Die Nachfrage nach Wasserstoff resultiert aus den Annahmen zur Markteinführung von entsprechenden PKW, Bussen und leichten Nutzfahrzeugen (Nutzlast  $\leq 3,5$  t, abgekürzt LNF) und deren spezifischen Eigenschaften wie Fahrleistung und Verbrauch. Für die Analysen in GermanHy wurde eine hohe Marktdurchdringung von Wasserstoff-Kraftfahrzeugen unterstellt (siehe auch Kapitel 4.2 zur Wasserstoff-Marktpenetration). Die aus [BMU 2007] übernommenen Annahmen wurden entsprechend angepasst. Demnach erfolgt ab 2020 eine intensive Einführung von Wasserstoff-Kraftfahrzeugen. Im Jahr 2050 erreichen die Wasserstofffahrzeuge einen Anteil von 73 Prozent am PKW-Bestand, von 74 Prozent am Bus-Bestand und von 55 Prozent am Bestand der LNF (siehe Abbildung 4-1).

Die Kraftstoffnachfrage wird durch die spezifischen Fahrleistungen und die spezifischen Kraftstoffverbräuche der jeweiligen Fahrzeuge bestimmt. Die diesbezüglich getroffenen Annahmen für den PKW- beziehungsweise den LKW-Sektor sind in Tabelle 4-1 beziehungsweise Tabelle 4-2, jeweils für die drei GermanHy-Szenarien, aufgeschlüsselt zusammengefasst. Dabei wird in allen drei Szenarien ein nennenswerter Rückgang der

spezifischen Verbräuche erwartet, während die spezifischen Fahrleistungen annähernd konstant bleiben. Lediglich bei den LNF wird aufgrund der insgesamt angenommenen stark steigenden Güterverkehrsleistung auch ein Anstieg der spezifischen Fahrleistung von 18.000 km/Jahr in 2000 auf 21.000 km/Jahr in 2050 (+17 Prozent) unterstellt.

Die spezifischen PKW-Verbräuche sinken allerdings im Szenario „Moderate Entwicklung“ deutlich geringer als im Szenario „Klimaschutz“ und insbesondere als im Szenario „Ressourcenverknappung“:

- Im Szenario „Moderate Entwicklung“ wird die Effizienzsteigerung zum größten Teil durch konventionelle Verbesserungen (Optimierung von Motor, Getriebe, Reifen und Luftwiderstand) und Hybridisierung des Antriebs sowie in begrenztem Umfang durch konstruktive Gewichtseinsparungen erreicht (Datenbasis: [EWI/prognos 2005]).
- Die höheren Einsparungen im Szenario „Klimaschutz“ resultieren aus verstärkter konventioneller Optimierung und Hybridisierung, zusätzlichen konstruktiv bedingten Gewichtseinsparungen sowie mittelfristigem Einstieg in die Nutzung von leichteren Materialien (Datenbasis: [BMU 2007]; [UBA 2006]).
- Die sehr ambitionierten Effizienzsteigerungen im Szenario „Ressourcenverknappung“ werden durch die Einführung eines innovativen Benzin-/Diesel-Antriebes auf Basis von Freikolbenlineargeneratoren verbunden mit weitgehenden Leichtbaustrategien ermöglicht [UBA 2006, 71f und 192f].

Die Annahmen zu den Verbräuchen der Wasserstoff-KFZ [EWI/prognos 2005] gelten zunächst für den Markteinstieg im Jahr 2020 und werden im Verhältnis zu den Effizienzsteigerungen bei den konventionellen Antrieben bis 2050 weiterentwickelt.

Die Verbrauchsentwicklung bei LKW beruht auf eigenen Anpassungen der Angaben aus [IFEU 2005] für den leichten und schweren Nutzfahrzeugverkehr. Dabei wurde ergänzend angenommen, dass das Effizienzpotenzial der Fahrzeuge im Vergleich zu PKW aus betriebswirtschaftlichen Gründen bereits besser ausgeschöpft ist und weitere Effizienzsteigerungen durch eine steigende Auslastung der Fahrzeuge begrenzt werden.

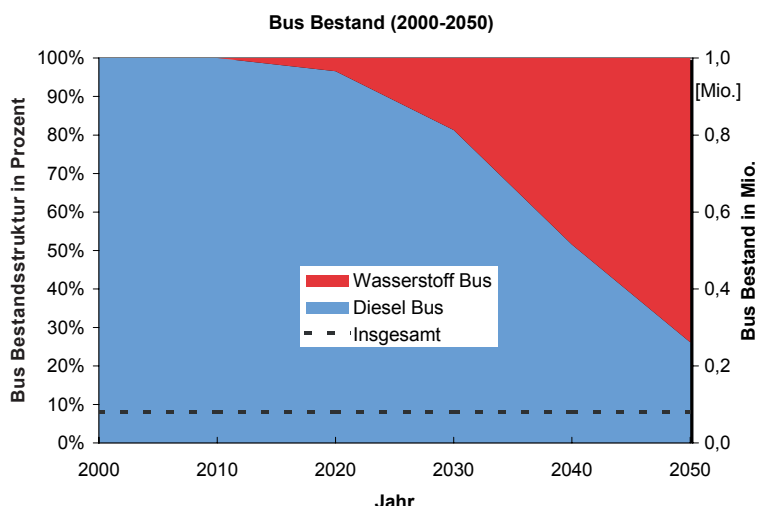
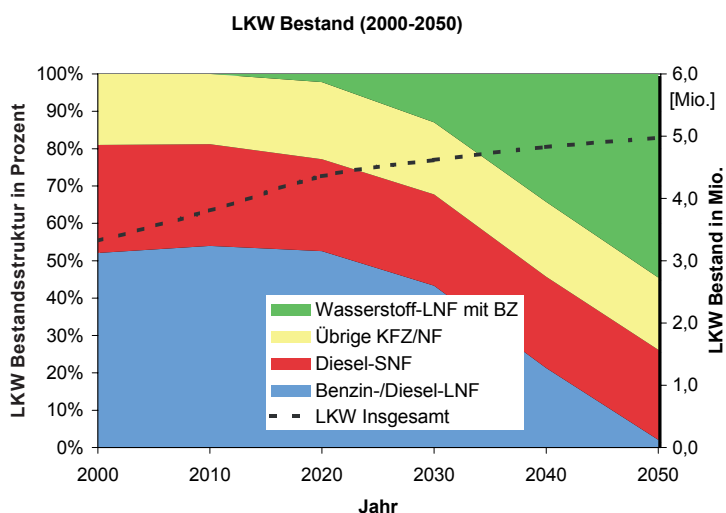
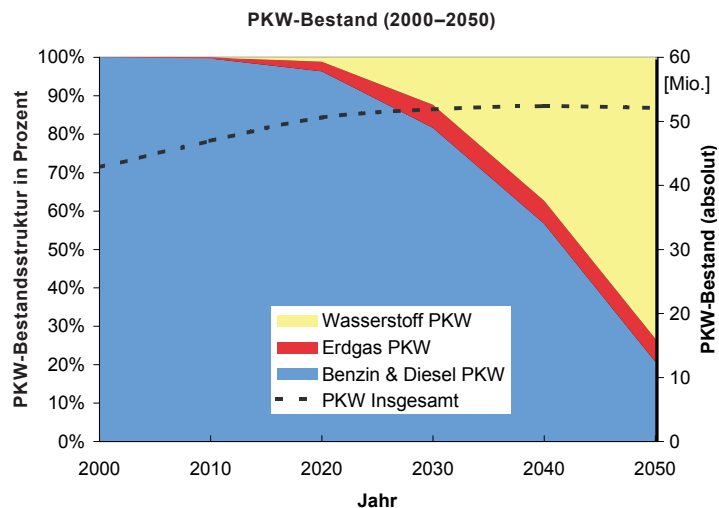


Abbildung 4-1: Entwicklung der Bestände von PKW, LNF und Bussen bei hoher Marktpenetration von Wasserstoff-KFZ von 2000 bis 2050

Diesbezüglich wurde zwischen 2000 und 2050 eine Steigerung des Ladefaktors (Verhältnis aus aufgeladener und entnommener Energie) im Mittel über alle LKW von knapp 20 Prozent unterstellt.

Für die dritte betrachtete KFZ-Kategorie, die Busse, wurden die in der Tabelle 4-3 angegebenen spezifischen Fahrleistungen und Kraftstoffverbräuche für die Berechnungen verwendet. Die Verbrauchsentwicklung beruht ebenfalls auf eigenen Anpassungen der Angaben aus [IFEU 2005] für den Busverkehr. Dabei wurde

zusätzlich unterstellt, dass Busse in der Regel schon möglichst effizient betrieben werden und eine weitere Verringerung des Verbrauchs bis 2050 selbst in den Szenarien „Klimaschutz“ und „Ressourcenverknappung“ nicht realistisch erscheint.

PKW-Antriebe*	Szenario*	2010	2020	2030	2040	2050	2002-2050
Benzin PKW (inkl. Hybrid) (FL=11.000 km/a)	MOD	2,4	2,1	2,0	1,9	1,8	-34%
	KLI	2,4	1,8	1,5	1,4	1,3	-51%
	RES	2,4	1,7	1,3	1,1	0,9	-67%
Diesel PKW (inkl. Hybrid) (FL=18.800 km/a)	MOD	2,2	1,9	1,9	1,9	1,8	-28%
	KLI	2,0	1,7	1,5	1,3	1,1	-55%
	RES	2,0	1,7	1,5	1,1	1,0	-60%
Erdgas PKW (inkl. Hybrid) (FL=11.000 km/a)	MOD	2,3	1,9	1,9	1,8	1,7	-38%
	KLI	2,3	1,9	1,9	1,8	1,7	-38%
	RES	2,3	1,9	1,5	1,3	1,0	-63%
Wasserstoff PKW mit BZ (FL=11.400 km/a)	MOD	1,1	0,9	0,8	0,8	0,7	-68%
	KLI	1,1	0,9	0,8	0,8	0,7	-68%
	RES	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	-70%
Wasserstoff PKW mit VM (FL=11.400 km/a)	MOD	2,3	1,7	1,4	1,3	1,0	-71%
	KLI	2,3	1,7	1,4	1,3	1,0	-71%
	RES	2,1	1,5	1,3	1,2	0,9	-74%

\* BZ: Brennstoffzelle; VM: Verbrennungsmotor; FL: Fahrleistung  
MOD: Moderate Entwicklung; KLI: Klimaschutz; RES: Ressourcenverknappung

Tabelle 4-1: Entwicklung der spezifischen Kraftstoffverbräuche von PKW in MJ/km in den drei GermanHy-Szenarien von 2000 bis 2050

LKW-Typen*	Szenario*	2000	2010	2020	2030	2040	2050	2000-2050
Benzin-/Diesel-LNF (FL=18-21 Tsd. km/a)	MOD	3,5	3,4	3,3	3,1	2,9	2,7	-24%
	KLI	3,5	3,4	3,1	2,9	2,7	2,5	-29%
	RES	3,5	3,3	3,0	2,8	2,6	2,3	-33%
Diesel-SNF (FL=55-60 Tsd. km/a)	MOD	12,0	11,9	11,5	11,0	10,4	9,8	-18%
	KLI	12,0	11,8	11,2	10,6	10,0	9,4	-22%
	RES	12,0	11,6	10,9	10,3	9,6	8,9	-26%
Übrige KFZ/NF (FL=12-12,5 Tsd. km/a)	MOD	4,1	4,0	3,8	3,6	3,4	3,2	-23%
	KLI	4,1	4,0	3,6	3,4	3,2	3,0	-28%
	RES	4,1	3,9	3,5	3,3	3,0	2,8	-32%
Wasserstoff-LNF mit BZ (FL=18-21 Tsd. km/a)	MOD	2,9	2,9	2,8	2,6	2,4	2,3	-22%
	KLI	2,9	2,9	2,7	2,5	2,4	2,2	-25%
	RES	2,9	2,9	2,7	2,5	2,3	2,1	-29%
Wasserstoff-LNF mit VM (FL=18-21 Tsd. km/a)	MOD	4,8	4,8	4,6	4,3	4,0	3,7	-22%
	KLI	4,8	4,8	4,5	4,2	3,9	3,6	-25%
	RES	4,8	4,8	4,4	4,1	3,8	3,4	-29%

\* LNF/SNF: Leichtes/Schweres Nutzfahrzeug;  
MOD: Moderate Entwicklung; KLI: Klimaschutz; RES: Ressourcenverknappung

Tabelle 4-2: Entwicklung der spezifischen Kraftstoffverbräuche von LKW in MJ/km in den drei GermanHy-Szenarien von 2000 bis 2050

Bus-Typen*	Szenario*	2000	2010	2020	2030	2040	2050	2000-2050
Diesel-Bus (FL=50.000 km/a)	alle	15,4	11,7	11,0	10,2	10,2	10,2	-33%
Wasserstoff-Bus mit BZ (FL=50.000 km/a)	alle	14,4	11,0	10,3	9,6	9,6	9,6	-33%
Wasserstoff-Bus mit VM (FL=50.000 km/a)	alle	16,6	12,6	11,8	11,0	11,0	11,0	-33%

\* BZ: Brennstoffzelle; VM: Verbrennungsmotor; FL: Fahrleistung

Tabelle 4-3: Entwicklung der spezifischen Kraftstoffverbräuche von Bussen in MJ/km in den drei GermanHy-Szenarien von 2000 bis 2050

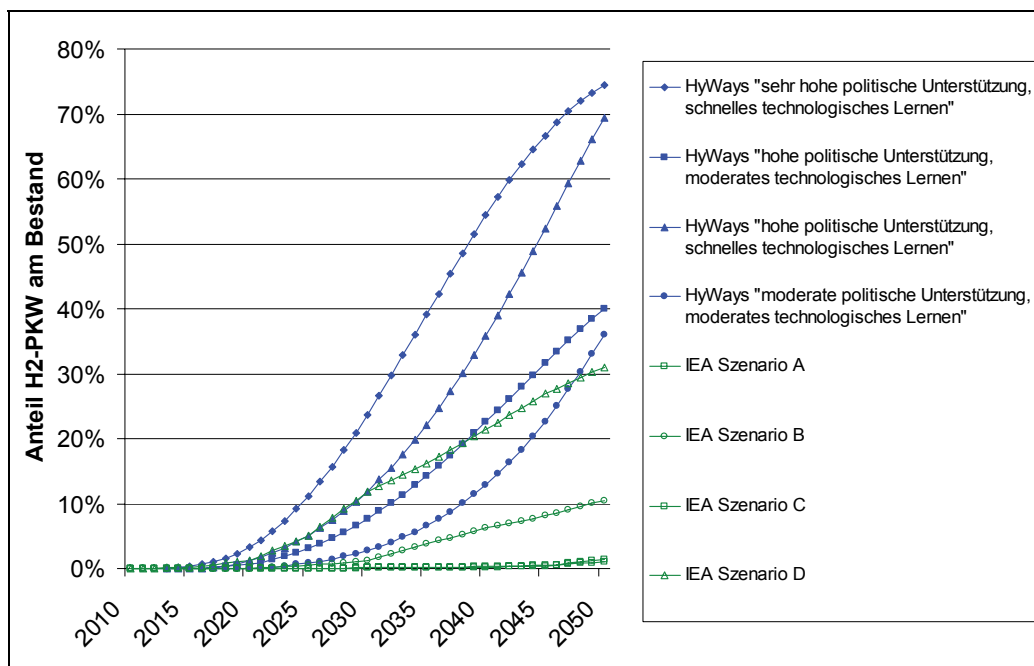
#### 4.2. Markteinführung von Wasserstofffahrzeugen

In den letzten Jahren sind mehrere spezifische Studien über Wasserstoff als Kraftstoff und Energieträger veröffentlicht worden, die Wasserstoff langfristig eine relevante oder sogar bedeutende Rolle im Verkehrssektor einräumen. Dabei spannen die Arbeiten der Internationalen Energie-Agentur (IEA) und des im 6. Forschungs-Rahmenprogramms der Europäischen Union verankerten HyWays-Projektes zur Erarbeitung einer Roadmap für Wasserstoff eine Bandbreite einer Wasserstoffdurchdringung der Fahrzeugflotte auf. Allen Studien liegt die Annahme zugrunde, dass eine Markteinführung von Wasserstoff nur unter der Voraussetzung technologischer Durchbrüche im Bereich der Fahrzeuge und insbesondere im Bereich der Brennstoffzelle und des Tanks erfolgreich sein kann. Die am HyWays-Projekt beteiligten Partner der Automobilindustrie (Daimler, BMW, GM Opel) gehen explizit

davon aus, dass der angenommene und notwendige technologische Fortschritt in der Fahrzeugentwicklung erreicht werden kann.

Unter den für die Entwicklung von Wasserstofffahrzeugen positiven Annahmen stellt sich nach den Analysen der IEA eine signifikante Marktdurchdringung mit Wasserstoff in zwei Szenarien ein. So werden in einem niedrigeren Szenario im Jahre 2030 rund 3 Prozent und im Jahre 2050 rund 10 Prozent der Fahrzeuge mit Wasserstoff betrieben, während in einem optimistischeren Szenario rund 12 Prozent Marktdurchdringung im Jahre 2030 und gut 30 Prozent im Jahre 2050 erreicht werden.

Von einer noch schnelleren Marktdurchdringung geht das stärker auf industriellen Annahmen basierte europäische Projekt HyWays in seinen Szenarien aus. Im Falle einer sehr geringen



Quellen: (HyWays 2007, Gielen et al. 2005)

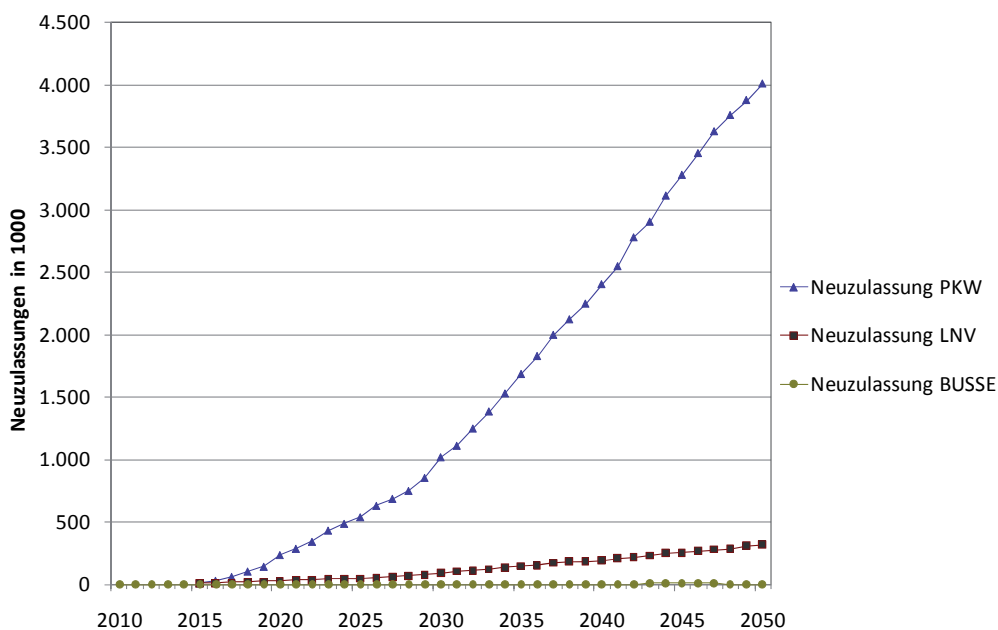
Abbildung 4-2: Anteil der Wasserstofffahrzeuge am Bestand in Europa für die Szenarien der IEA und des HyWays-Projektes von 2010 bis 2050

politischen Unterstützung und eines langsamen technologischen Fortschritts kommt es zu einer Penetration von rund 2 Prozent im Jahre 2030 und zu einem Anteil von rund 36 Prozent im Jahr 2050. Im optimistischsten Ausbau-Szenario unter Annahme einer sehr hohen politischer Unterstützung für Wasserstoff und einer schnellen technologischen Entwicklung (insbesondere bei der Wasserstoff-Antriebstechnik) geht HyWays davon aus, dass im Jahre 2030 bereits gut 25 Prozent, im Jahre 2050 sogar über 70 Prozent aller Fahrzeuge mit Wasserstoff betrieben werden. Damit spannen die Szenarien den Rahmen für eine ambitionierte Einführung von Wasserstoff auf (siehe Abbildung 4-2).

Als Basis der GermanHy-Analysen wurden die HyWays-Szenarien „hohe politische Unterstützung, schnelles technologisches Lernen“ als ambitioniertes Penetrationsszenario und „hohe politische Unterstützung, moderates technologisches Lernen“ als

moderates Penetrationsszenario ausgewählt. Die Szenarien mit geringerer Penetrationsrate wurden verworfen, weil diese gerade in den ersten Dekaden zu einer relevanten Unterauslastung der Infrastruktur führen und damit die Wirtschaftlichkeit sowie die Investitionsbereitschaft für den Infrastrukturaufbau in Frage stellen. Weiterhin ließen sich heute erfolgreiche Geschäftsmodelle für die Automobil- und deren Zulieferfirmen nur schwierig fortführen [HyWays 2007].

Mit Bezug auf diese Markteinführungsraten wurden die Entwicklungen des Fahrzeugbestandes von PKW, LNF sowie Bussen analysiert. Dabei spielt aufgrund ihres unterschiedlichen spezifischen Energieverbrauchs für die absolute Nachfrageentwicklung die Aufteilung zwischen Fahrzeugen mit Wasserstoff-Verbrennungsmotoren und solchen mit Brennstoffzellen eine ausschlaggebende Rolle. Auf Basis der in HyWays von den Auto-



Quelle: Eigene Berechnungen, basierend auf den Penetrationsraten des HyWays-Penetrationsszenarios "hohe politische Unterstützung, schnelles technologisches Lernen"

Abbildung 4-3: Neuzulassungen von Wasserstofffahrzeugen in Deutschland von 2010 bis 2050

mobilpartnern getroffenen Annahme für eine Fahrzeugverteilung von Brennstoffzellen- und Verbrennungsmotorantrieb auf die Neuzulassungen wurden die Anteile am Bestand berechnet. Daraus wurde der durchschnittliche Flottenverbrauch der Wasserstofffahrzeuge ermittelt. Demnach wird wegen der höheren technischen Reife der Verbrennungsmotoren davon ausgegangen, dass diese am Anfang auch einen gewissen Marktanteil haben werden, der dann sinkt.

Damit ist die Nachfrage nach Energie im Allgemeinen und Wasserstoff im Besonderen festgelegt. Auf Basis dieser Festlegungen der notwendigen Wasserstoffmengen kann die dafür nötige Produktions-, Transport- und Verteilungsinfrastruktur analysiert werden.



## Exkurs: Elektromobilität.

Strom aus erneuerbaren Energien wird zu einem wichtigen Energieträger für den Verkehr werden. Wichtigste Alternative ist langfristig die „Elektrifizierung der Antriebe“ in Form von Hybrid-, Batterie- und Brennstoffzellenantrieben. Keine dieser Technologien wird die künftigen Herausforderungen alleine lösen können, allerdings können sich diese Technologieoptionen optimal ergänzen. Entscheidend dafür ist allerdings, die jeweils richtigen Mobilitätskonzepte für die unterschiedlichen Technologien zu entwickeln.

Im Stadtverkehr können leichte Elektrofahrzeuge (Low Emission Vehicles (LEV), Fahrräder, Citymobile) bereits heute zum Einsatz kommen. Mittelfristig geht es darum, für die unterschiedlichen Reichweiten und Leistungsanforderungen eine Strategie für die Elektromobilität zu erstellen, die von einer leichten Elektrifizierung der Antriebe über unterschiedliche Hybridkonzepte, den rein elektrischen Fahrbetrieb bis hin zur Brennstoffzellenanwendung für die langen Distanzen reicht. Darüber hinaus ist auch der Schwerlastverkehr in eine solche Strategie einzubinden.

Nach früheren erfolglosen Kommerzialisierungsversuchen gibt es wieder Bestrebungen auf Basis technologischer Fortschritte in der Batterietechnologie (Lithium-Ionen-Batterie), Plug-in-Hybrid- und batterie-elektrische Fahrzeuge zur Marktreife zu entwickeln.

Die größte Herausforderung besteht derzeit in der Entwicklung von Fahrzeugen, die heutigen Anforderungen genügen. Zu diesen Anforderungen gehören neben der Erzielung relevanter Fahrzeugreichweiten pro Tankfüllung (das heißt bei Batteriefahrzeugen häufige Tiefentladung) das Erreichen wirtschaftlicher Lebensdauern, hoher gravime-

trischer und volumetrischer Speicherdichten (das heißt mit zufrieden stellender Zuladungskapazität), der Möglichkeit zur Schnellbetankung und wettbewerbsfähiger Kostenziele. Weiterhin sind im Zusammenhang mit der Lithium-Ionen-Batterie noch wesentliche Sicherheitsfragen zu lösen. Zudem muss bei der erhofften großen Verbreitung von Batterie- oder Plug-in-Hybrid-Fahrzeugen die Betankungsinfrastruktur über das öffentliche Stromnetz gewährleistet sein. Es ist davon auszugehen, dass aufgrund intensiver Entwicklungsanstrengungen zahlreicher Automobil- und Komponentenhersteller, erste Batteriefahrzeuge in 8 bis 10 Jahren marktreif sein werden. Eine Ausnahme können kleine Stadt-PKW mit geringer Reichweite sein, die aber nur einen Nischenmarkt abdecken können.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass der Entwicklungsgradient bei Batterie- und Plug-in-Hybridfahrzeugen derzeit groß erscheint. Dass zugleich aber ebenfalls noch viele Unsicherheiten bezogen auf die technologische Ausführung und den Zeitpunkt der Realisierung existieren. Eine vergleichende Bewertung wurde daher in GermanHy nicht durchgeführt. Zudem lassen sich alle drei elektrischen Fahrzeugkonzepte als Varianten eines einzigen künftigen elektrischen Fahrzeugkonzeptes verstehen. Die Fahrzeuge verwenden die gleichen Komponenten jedoch in verschiedenen Konfigurationen und mit unterschiedlicher Betankungsinfrastruktur. Es ist daher davon auszugehen, dass sich maßgebliche Entwicklungsanstrengungen, zum Beispiel bei der Batterietechnologie, auch positiv für Brennstoffzellenfahrzeuge auswirken. Dieser Zusammenhang wird mit wachsendem Erkenntnisgewinn in künftigen Systemstudien näher zu untersuchen sein.

## 5 Wasserstoffherkunft und Infrastruktur.

### 5.1. Methodik

Die ökonomische und ökologische Bewertung von Wasserstoff für den Straßenverkehr hängt wesentlich vom Aufbau der notwendigen Infrastruktur ab. Dafür fehlt es bislang an geschlossenen dynamischen Analysen für den Infrastrukturaufbau, die reale geographische Gegebenheiten integrieren. Schließlich ist der Infrastrukturaufbau unter anderem abhängig von der regionalen Wasserstoffnachfrage, der regionalen Verfügbarkeit von Primärenergieträgern sowie deren Preisen und Emissionen. Weiterhin wird der Infrastrukturaufbau wesentlich von den Kosten des Wasserstofftransportes zwischen Erzeugungsorten und Nachfragezentren geprägt. Diese Kosten sind je nach Geographie (Ballungszentren, Gebirge, Naturschutzgebiete, etc.) und Transportoptionen (Pipeline, LKW-Transport) unterschiedlich. In GermanHy wird deshalb ein quantitatives Modell für einen solchen Infrastrukturaufbau unter Einbeziehung regionaler Aspekte angewendet, das im Wesentlichen auf den Arbeiten von [Ball 2006], [Seydel 2008] und [HyWays 2007] basiert. Das Modellsystem mit Namen MOREHyS besteht aus zwei Teilen:

- Zum einen aus fünf Teilmodellen auf Basis eines Geographischen Informationssystems (GIS) zur Simulation der regionalen Nachfrage und der Tankstellenentwicklung, zur Erfassung von regionalen Primärenergieträger-Potenzialen und Produktionsstandorten sowie zur Bestimmung von Transportdistanzen für Pipeline und LKW.
- Zum anderen aus einem gemischt-ganzzahligen Optimierungsmodell zur Infrastrukturbestimmung in seiner zeitlichen Entwicklung unter Verwendung der mit den anderen Teilmodellen ermittelten Ergebnisse zur Wasserstoffnachfrage und zu den Wasserstoff-Produktionsmöglichkeiten. Hierbei wird die wirtschaftlichste Lösung unter Berücksichtigung von Restriktionen (wie Potenzialbeschränkung von Energieträgern) und politischen Zielen (wie Mindestanteile von erneuerbaren Energien) ermittelt.

Die Abbildung 5-1 gibt einen Überblick über das eingesetzte Analyseinstrumentarium. Die Abbildung 5-2 zeigt ein Ergebnis aus der Anwendung des GIS-Modells. Die Abbildung 5-3 gibt einen Überblick über die analysierten Versorgungsoptionen, die miteinander in Konkurrenz stehen.

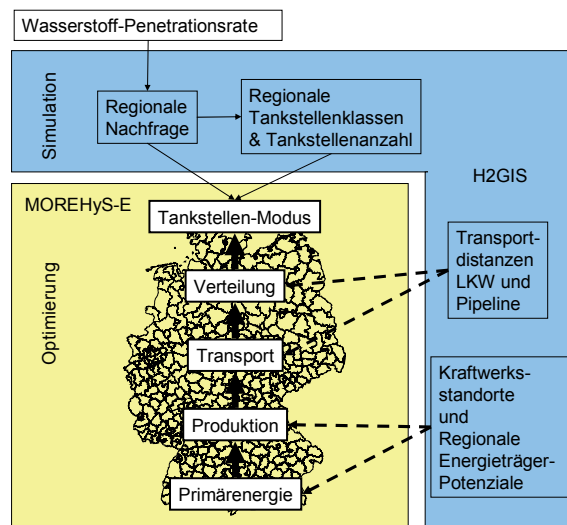


Abbildung 5-1: Struktur des H<sub>2</sub>GIS-MOREHyS-E-Modellsystems

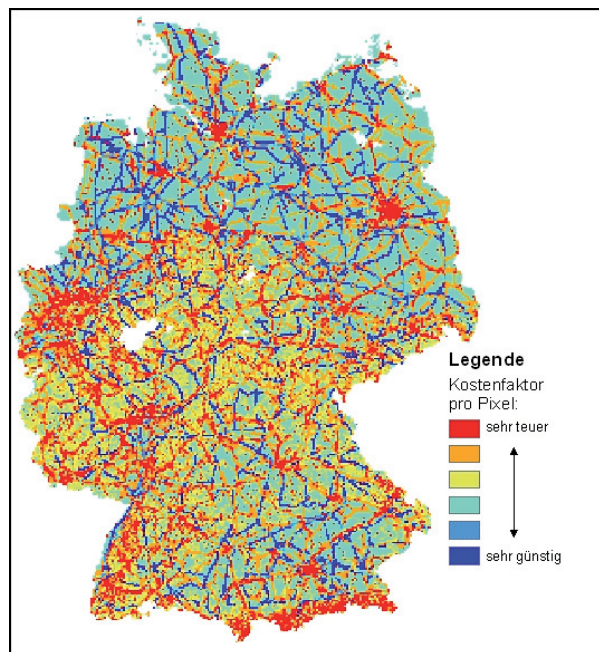


Abbildung 5-2: Entwicklung eines Kostenrasters für den Bau von Wasserstoffpipelines

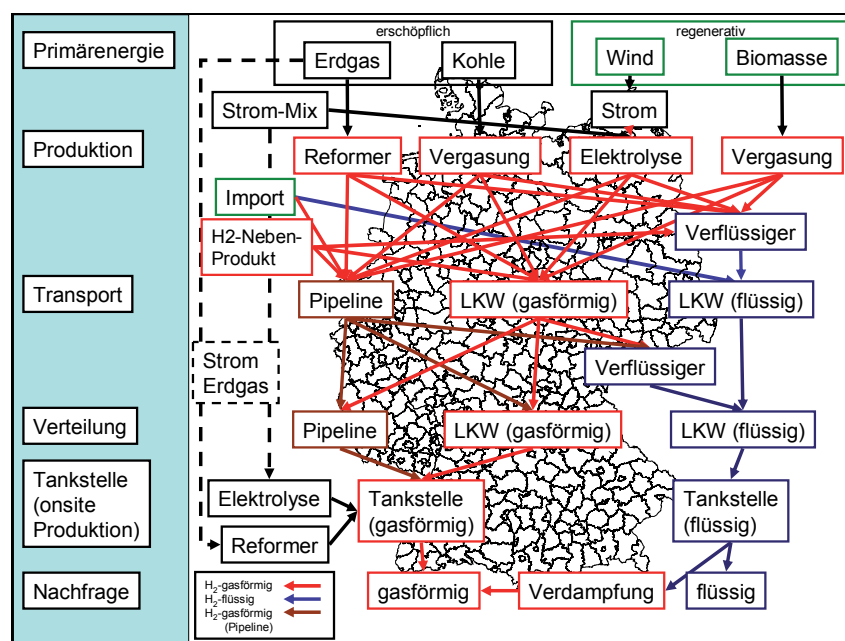
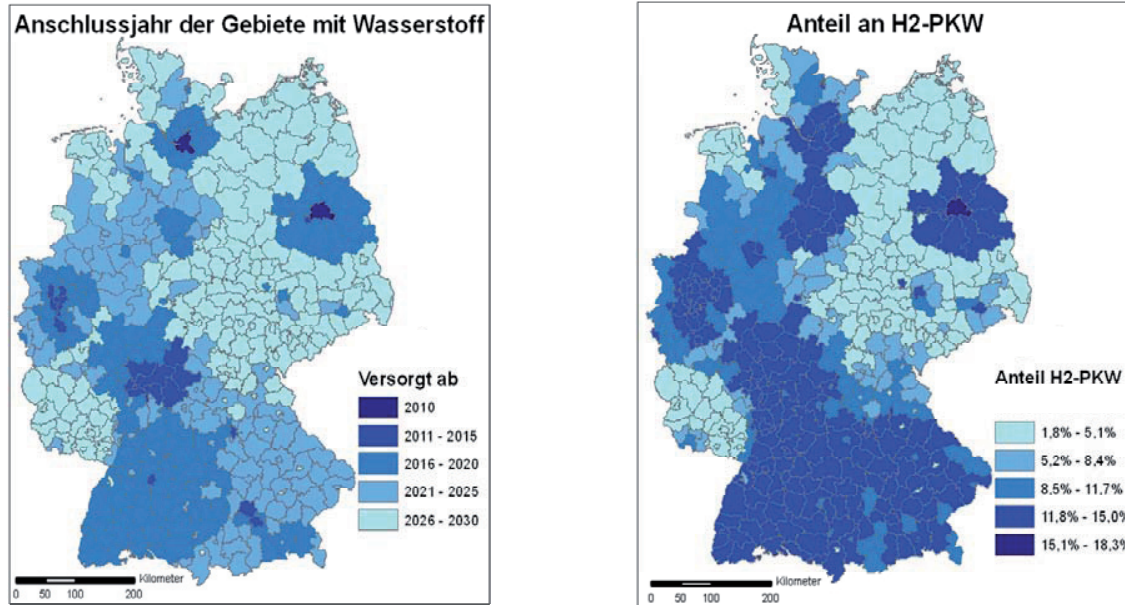


Abbildung 5-3: Überblick über die analysierten, in Konkurrenz stehenden Wasserstoff-Versorgungsoptionen



In der Infrastrukturanalyse wurden verschiedene Varianten des Tankstellenaufbaus betrachtet. Hier wird eine „Verteilte Nachfrage“ (schneller Ausbau, anfangs geringere Auslastung) zugrunde gelegt. Die alternative Variante ist ein möglichst wirtschaftlicher Ausbau (langsamerer Aufbau, höhere Tankstellenauslastung).

Abbildung 5-4: Anschlussjahr für Regionen an die Wasserstoffinfrastruktur und Anteil der Wasserstoff-PKW am PKW-Bestand für 2030

## 5.2. Aspekte einer Einführungsphase

Bei der Auswahl der Regionen für eine frühe Phase der Wasserstoffnachfrage und die sich anschließende Verbreitung wurden folgende Kriterien ausgewählt:

- Regionen mit spezieller Unterstützung aus Politik und Industrie,
- Gebiete, in denen ein Handlungsdruck bezüglich Luftbelastung besteht,
- Regionen, die über die nötige Nachfrage (Bevölkerungszahl, Einkommen etc.) verfügen,
- Regionen, durch die zusammenhängende Gebiete entstehen, um ungehindertes Reisen mit Wasserstofffahrzeugen zu ermöglichen,
- Regionen, die durch aktuelle Verkehrsverflechtungen verbunden sind,
- Regionen, die mit wenig Infrastruktur viele Nutzer erreichen.

Über eine Quantifizierung der Kriterien und einen multikriteriellen Bewertungsansatz wurde die regionale Wasserstoffnachfrage dann berechnet. Der sich ergebende Tankstellenbedarf wurde ebenfalls anhand von Kriterien (wie zum Beispiel Auslastung oder existierende Tankstellen) ermittelt.

Der Start des Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur vollzieht sich aus Kostengründen in den großen Ballungszentren wie zum Beispiel Berlin, Hamburg und dem Ruhrgebiet. Dort können wenige Produktionsanlagen und Tankstellen mit hoher Auslastung betrieben werden und so eine relativ günstige Wasserstoffbereitstellung sicherstellen. Durch das Hinzukommen weiterer dicht besiedelter Regionen mit relativ hohem Einkommensniveau (Rhein-Neckar-Region, Rhein-Main-Region, Großraum München) könnte in der Markteinführungsphase eine hinreichende Anzahl an Wasserstofffahrzeugen erreicht werden (siehe Abbildung 5-4). Die Analysen zeigen, dass aus den Initialzentren heraus organisch eine flächendeckende Infrastruktur aufgebaut werden könnte, wobei sich diese aufgrund der höheren Bevölkerungsdichte schwerpunktmäßig in Westdeutschland entwickelt. Die Tankstellenanzahl und Tankstellengröße würde dem Wasserstoffbedarf folgen, um eine möglichst hohe Auslastung zu erreichen.

Bei der Tankstellengröße dürfte es in den einzelnen Regionen zu unterschiedlichen Entwicklungsstufen kommen. Während in den ersten großen Nutzerzentren schon bald größere Tankstellen zur Versorgung beitragen, könnte in später angeschlossenen Regionen mit Hilfe von kleineren Tankstellen ein flächendeckendes Netz aufgebaut werden. Um eine hohe Kundenzufriedenheit zu erreichen und eine erhöhte Wasserstoffmobilität auch außerhalb

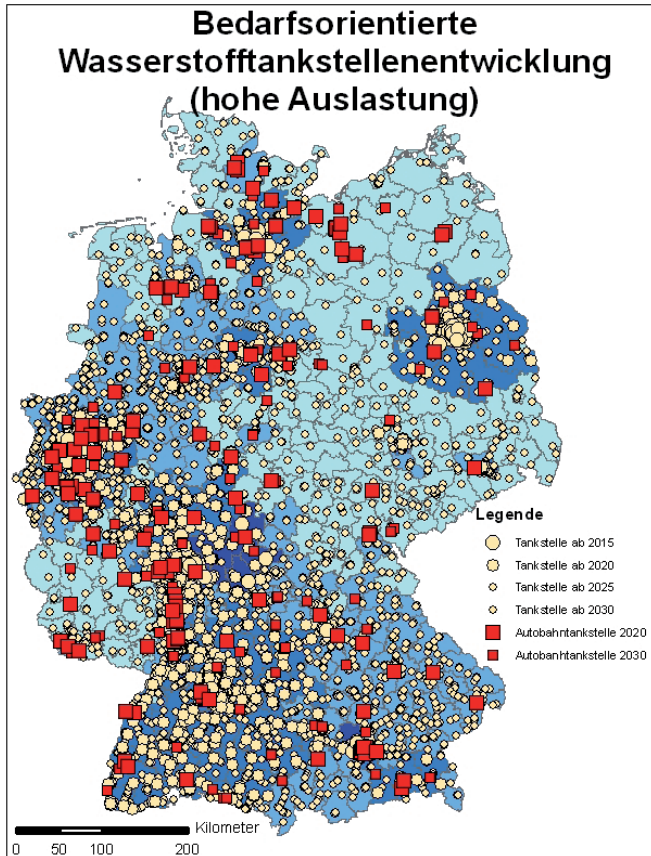


Abbildung 5-5: Entwicklung der Wasserstofftankstellen von 2015 bis 2030

der Nutzerzentren zu ermöglichen, ist trotz des Auslastungsgefälles eine schnelle flächendeckende Erschließung Deutschlands mit Wasserstofftankstellen erforderlich (Variante „Verteilte Nachfrage“). So könnte zum Beispiel ab 2020 ein Netz von 180 Autobahntankstellen – bei einem Umkreis von 30 km pro Tankstelle – etwa zwei Drittel der deutschen Autobahnkilometer abdecken. Da die Wasserstoffversorgung entlang der Autobahnen die Akzeptanz von Wasserstofffahrzeugen in den weniger dicht besiedelten Regionen nicht fördert, sollte parallel dazu auch ein Tankstellennetz in Kleinstädten aufgebaut werden („angebotsorientiert“, „verteilte Nachfrage“).

Die Abbildung 5-5 zeigt einen möglichen Tankstellenaufbau in einer Variante, die darauf ausgelegt ist, die Tankstellen möglichst gut auszulasten.

Ein angebotsorientierter Aufbau von Wasserstofftankstellen bis zu einem Anteil von 15 bis 20 Prozent an allen Tankstellen würde die Kosten von Wasserstoff an der Tankstelle um 5 Prozent erhöhen. Da der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur zunächst

regional begrenzt erfolgt und der Fahrzeuglebenszyklus die Wasserstoffnachfrage begrenzt, kann Wasserstoff bis 2030 nur eine begrenzte Rolle spielen. Insofern erscheint die Annahme, 2030 einen Anteil von mehr als 20 Prozent Wasserstofffahrzeuge am Gesamtbestand zu erreichen (das entspricht dem ambitionierten Penetrationsszenario gemäß Abbildung 4-2), kaum realisierbar. So entspräche eine Neuzulassungsquote von rund 20 Prozent im Jahr 2030 einem Anteil am gesamten Fahrzeugbestand von rund 12 Prozent. Andererseits könnten zukünftige Entwicklungen (zum Beispiel stark steigende Ölpreise, Fördersysteme für Null-Emissionsfahrzeuge) höhere Neuzulassungsquoten von Wasserstofffahrzeugen begünstigen.



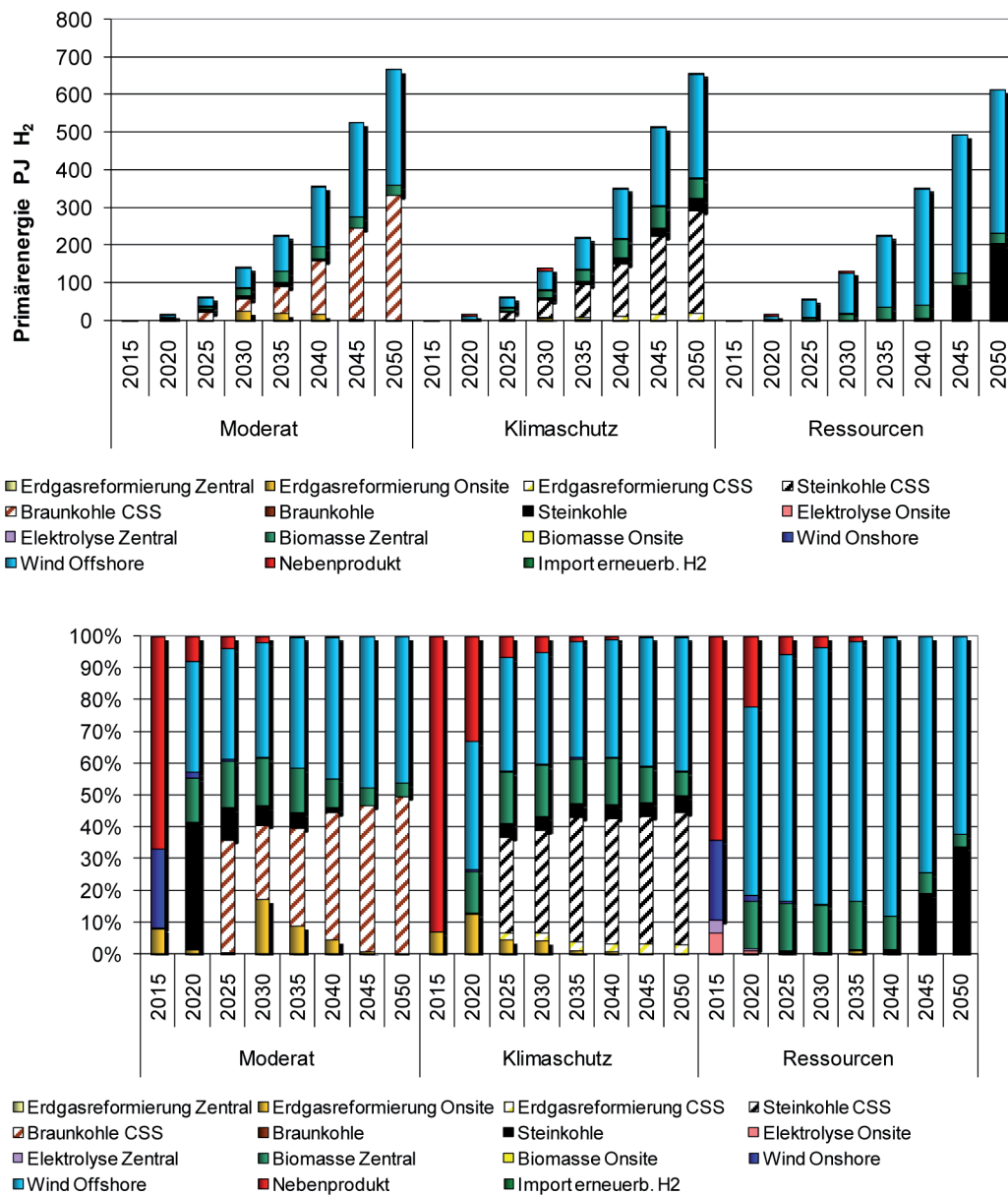


Abbildung 5-6: Wasserstoffproduktionsmix absolut und relativ von 2015 bis 2050 in den drei GermanHy-Szenarien

### 5.3. Aspekte des Aufbaus des Wasserstoffproduktions-, Transport- und Verteilsystems

Einen Überblick über die Zusammensetzung des Wasserstoff-Produktionsmixes in den verschiedenen GermanHy-Szenarien findet sich in Abbildung 5-6. Demnach, übernehmen die verschiedenen Energiequellen je nach GermanHy-Szenario unterschiedliche Anteile an der Wasserstofferzeugung. Der Infrastrukturaufbau ist somit unter anderem stark geprägt von den Annahmen zur Energieträgerpreisentwicklung, zu den Klimaschutzzielen und den Vorgaben für erneuerbare Energien.

Aufgrund der Unterschiede in der Nachfragehöhe, der Auslastung der Infrastruktur, der Änderung der Energieträgerpreise und der politischen Rahmenannahmen wandelt sich der Infrastrukturaufbau über die Zeit. In der ersten Phase des Infrastrukturaufbaues ist insbesondere für Gebiete mit geringer Nachfrage die Bereitstellung von Wasserstoff aus Industrieanlagen (Nebenproduktwasserstoff) oder die Produktion von Wasserstoff in Biomassevergasungsanlagen die günstigste Option. Transport und Verteilung erfolgen dann in Form von Flüssigwasserstoff mittels Tanklastzügen (siehe Abbildung 5-7).

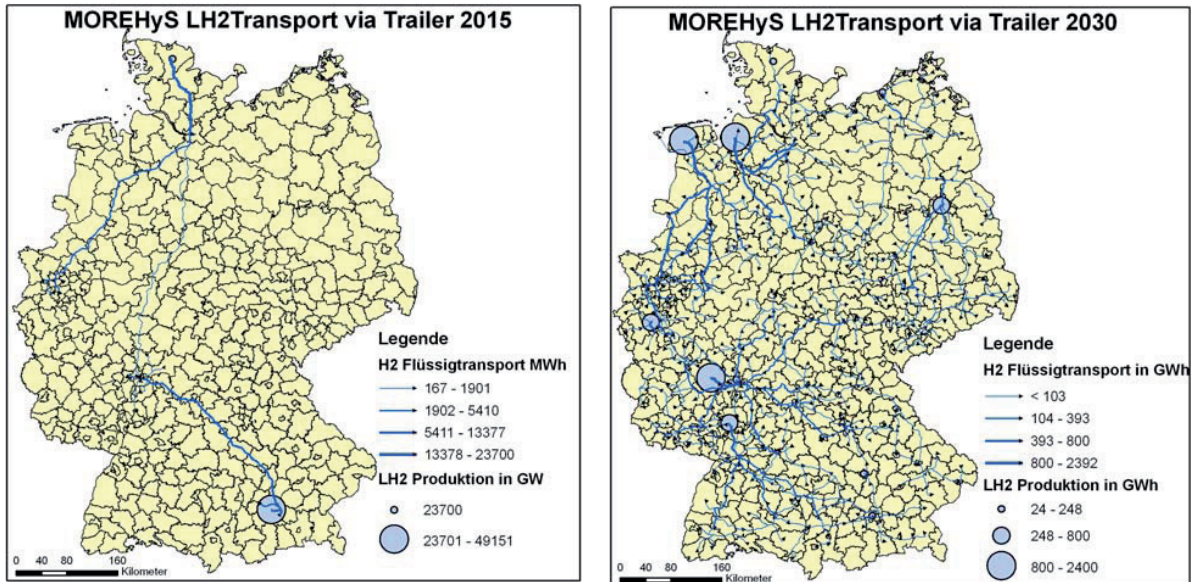


Abbildung 5-7: Flüssigwasserstofftransport in 2015 und 2030

In der Nähe der lokalen oder regionalen Wasserstoff-Erzeugungsanlagen können auch kleinere Pipelinesnetzwerke entstehen. Die Biomassevergasung ist grundsätzlich die günstigste Option, Wasserstoff aus erneuerbaren Energien bereitzustellen. Sie kann je nach Szenario spätestens ab 2020 konkurrenzfähig zur Wasserstoffherzeugung aus fossilen Energieträgern werden. Allerdings sind die heimischen Potenziale für Wasserstoff aus Biomasse begrenzt (siehe Kapitel 3.3), so dass diese Option nur eingeschränkt zur Versorgung beitragen kann. Aber auch die Potenziale für Nebenproduktwasserstoff sind limitiert und spielen deshalb nur zu Beginn einer Wasserstoffinfrastruktur eine bedeutende Rolle. In der ersten Phase des Infrastrukturaufbaues können weiterhin dezentrale Erdgasreformer direkt an der Tankstelle eine wichtige Herstellungstechnologie sein. Da sie aus Kostengründen eher für gut ausgelastete Tankstellen in Frage kommen, werden sie zuerst in den Ballungsgebieten eingesetzt. Einer massiven Verbreitung sind allerdings aus Klimaschutzgründen Grenzen gesetzt: Eine Abtrennung von CO<sub>2</sub> aus Onsite-Reformern mit Erdgas ist nicht möglich.

Um größere Mengen erneuerbarer Energien in die Wasserstoffproduktion einzubeziehen, ist die Einbindung von Offshore-Windenergieanlagen eine zentrale Option. Die Einbindung der Offshore-Windenergie zur Wasserstoffherzeugung würde ab 2025 die Entwicklung eines Wasserstoff-Pipelinesnetzes zum Transport des zentral erzeugten Wasserstoffs aus Norddeutschland in die südlicheren Nutzerzentren bedingen. Weitere Pipelinesnetzwerke könnten sich darüber hinaus, ausgehend von ersten regionalen oder zentralen fossilen Wasserstoff-Produktionsan-

lagen, zur Versorgung von Ballungsräumen entwickeln (siehe Abbildung 5-8).

Wenn die Wasserstoffnachfrage ansteigt, können zunehmend zentrale Anlagen an Bedeutung gewinnen, weil dann Größenvorteile die Wirtschaftlichkeit beeinflussen. Bei steigenden Gaspreisen sind dies zentrale Kohlevergasungsanlagen, die ab 2020 eine wirtschaftliche Erzeugungsoption darstellen können. Um eine Erhöhung der spezifischen Treibhausgasemissionen zu vermeiden, müssten diese Anlagen mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung (CCS) ausgestattet sein. Für CCS gelten allerdings die unter Kapitel 3.2.2 beschriebenen Einschränkungen. Braunkohle als heimischer Energieträger ist die wirtschaftlichste Wasserstoff-Erzeugungsoption. Dabei sind die Kostenunterschiede zu Importsteinkohle zunächst noch sehr gering. Sie könnten aber deutlich zunehmen, wie vor allem das Szenario Begrenzte Ressourcenverfügbarkeit zeigt. Aus Klimaschutzaspekten und wenn die Spreizung der Gaspreise zu Kohlepreisen moderater ausfällt als in den Szenarien von GermanHy unterstellt wurde, können auch zentrale Erdgasreformer an Bedeutung gewinnen. Insgesamt liegt die Wirtschaftlichkeit bei den fossilen zentralen Anlagen vergleichsweise eng beieinander.

Bei der Kohlevergasung ist noch zu erwähnen, dass sich eventuell mit der Verstromung des CO-Anteils aus der Synthesegasherstellung Möglichkeiten für eine gekoppelte Erzeugung von Strom und Wasserstoff ergeben. Damit können zwei Märkte (Elektrizität und Wasserstoff) bedient werden, was ein interessantes Geschäftsmodell sein könnte.

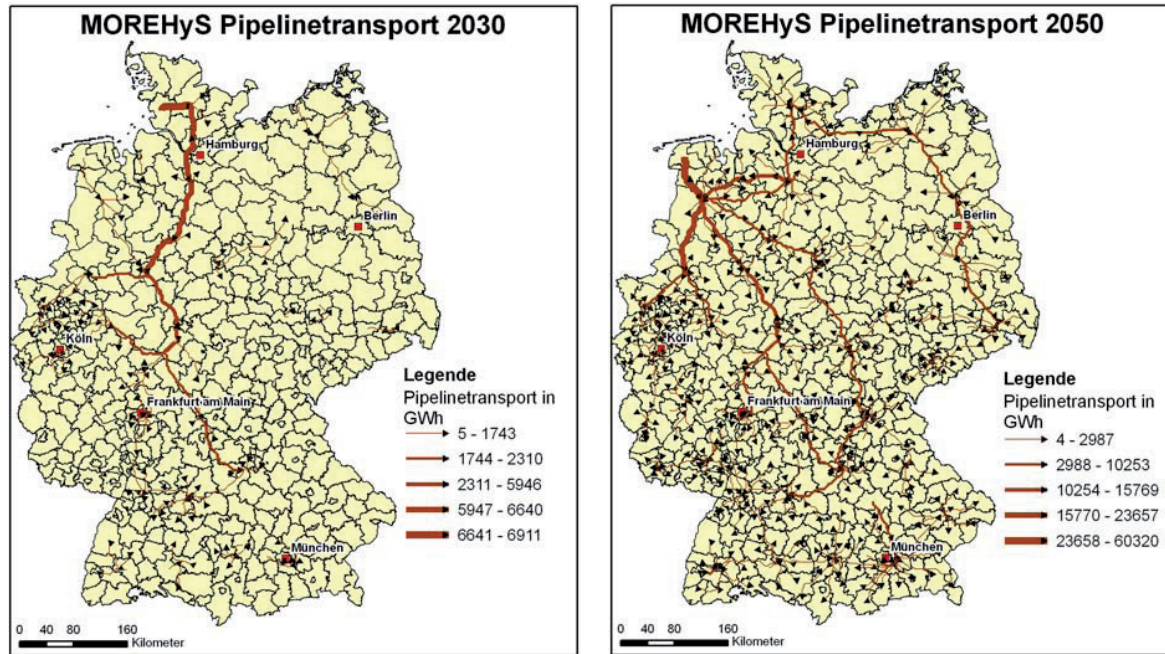


Abbildung 5-8: Entwicklung des Wasserstoff-Pipelinetzes in 2030 und 2050

#### 5.4. Aspekte des langfristigen Wasserstoff-Infrastrukturaufbaues

Nach 2030 nimmt die Dynamik der Infrastrukturentwicklung unter den getroffenen Annahmen deutlich zu. Deshalb hat die Ausweitung der Produktionskapazitäten zwischen 2030 und 2040 einen langfristigen Effekt auf die Struktur und die spezifischen Kosten und Emissionen der Wasserstoffherzeugung (lange Lebenszyklen der Erzeugungsanlagen). Wenn für die Wasserstoffherzeugung langfristig bestimmte Ziele gelten (zum Beispiel erneuerbare Energien-Ziele), müssen sich diese in den Rahmenbedingungen ab dem Jahr 2030 widerspiegeln, um die richtigen Weichen zu stellen.

Wind ist wegen der unterstellten hohen Potenziale längerfristig die bedeutendste erneuerbare Energieressource für Wasserstoff. Im Szenario Ressourcenverfügbarkeit ist sie aufgrund der unterstellten Preissteigerungen für konventionelle Energieträger wirtschaftlich und ist die dominierende Wasserstoffquelle. Zentrale Elektrolyseure zur Integration der erneuerbaren Energien spielen deshalb bei einem Wasserstoff-Infrastrukturaufbau eine wesentliche Rolle.

Betrachtet man die benötigte installierte Leistung an erneuerbaren Energien für die Wasserstoffherzeugung von rund 40 GW im Jahr 2050 (bei einer Vorgabe von 50 Prozent Wasserstoff aus erneuerbaren Energien), so empfiehlt es sich, auch Importmöglichkeiten für Wasserstoff aus erneuerbaren Energien zu prüfen

(siehe zu Wasserstoffimporten auch [Wietschel 2007]). Dieser könnte bei der Entwicklung entsprechender langfristiger Märkte schon ab 2030 zur Verfügung stehen (zum Beispiel aus Norwegen, Island oder Marokko). Importierter Wasserstoff zum Beispiel aus Island wäre voraussichtlich sogar preiswerter als Wasserstoff aus heimischer Offshore-Windenergie. Falls ein Import nicht schnell genug und in ausreichendem Umfang gelingt, würde die für die Elektrolyse benötigte Windenergieleistung bei der Strombedarfsdeckung fehlen und müsste durch Strom aus anderen Quellen ersetzt werden. In diesem Fall könnte es netto zu einem Anstieg der Treibhausgasemissionen kommen („Rebound-Effekt“).

Durch die Möglichkeit eines langfristig breiten Wasserstoff-Erzeugungsmixes ist von einer Verbesserung der Versorgungssicherheit auszugehen. Diese Tendenz könnte höchstens relativiert werden, wenn – wie insbesondere im Szenario „Klimaschutz“ unter Annahme von CCS – ein hoher Anteil Importsteinkohle verwendet würde (siehe auch Kapitel 6.1.2 und 6.2).

Insgesamt führt die Zunahme einer zentralen Wasserstoffproduktion zum Ausbau eines Pipelinetzes. Dies ist besonders ausgeprägt, wenn erneuerbare Energien und damit – wegen ihrer hohen Potenziale – die Offshore-Windenergieerzeugung einen hohen Beitrag liefern soll. In diesem Fall entwickelt sich bis 2050 unter den getroffenen Szenarioannahmen ein nahezu flächendeckendes Pipelinetzwerk zur Versorgung der südlicheren Hauptnutzungszentren (siehe Abbildung 5-8). Der Übergang von



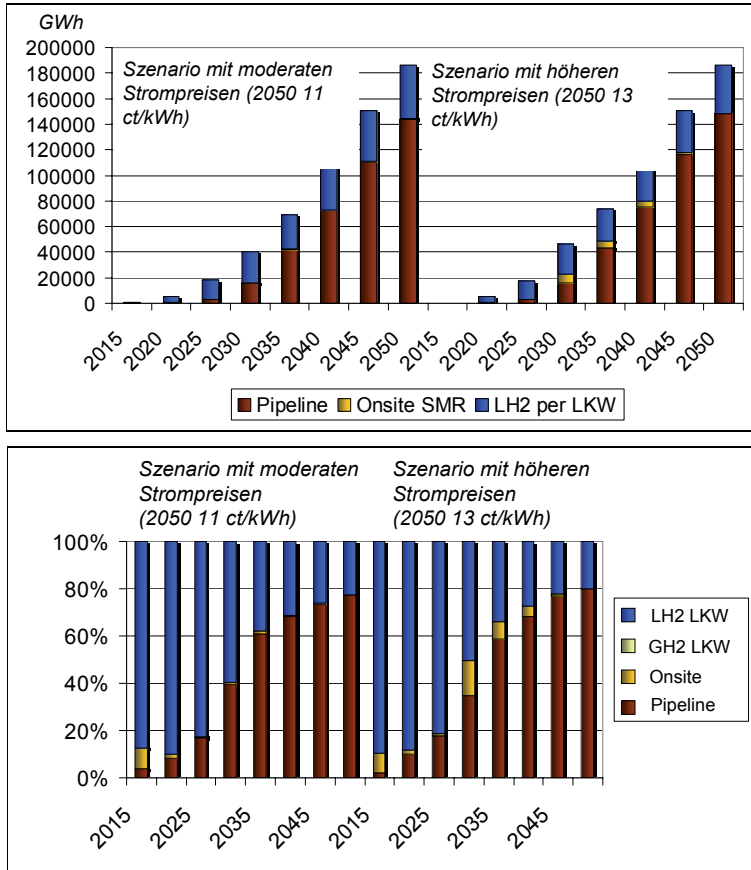


Abbildung 5-9: Entwicklung der Transportoptionen (absolut und relativ) von 2015 bis 2050 für zwei Strompreisvarianten

der Verflüssigung von Wasserstoff zu Pipelinestrukturen erhöht auch die Energieeffizienz des gesamten Systems deutlich.

In Abbildung 5-9 ist die Entwicklung der Wasserstoff-Transportoptionen (Onsite-Produktion, Flüssig-Transport via LKW, Druckwasserstoff via Pipeline) von 2015 bis 2050 dargestellt. Um die Robustheit der Ergebnisse bezüglich des Flüssigwasserstoffanteils zu prüfen, wurde eine Hochpreisvariante für Industriestrom berechnet. In diesem nimmt der Flüssigwasserstoffanteil etwas zu Gunsten von Onsite-Erdgasreformern und später dann Pipelines ab. Insgesamt aber ist das Ergebnis bezüglich des Infrastrukturaufbaues relativ robust:

- Anfänglich dominiert der Flüssigwasserstofftransport, die geringere Effizienz wird durch die niedrigeren Kosten bei einer verteilten und geringen Nachfrage aufgehoben.
- Später dann dominiert der Druckwasserstoff via Pipeline-transport, wobei die einmal aufgebauten Verflüssigungsanlagen noch weiter genutzt werden.

## 5.5. Wasserstoffkosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen

Die durchschnittlichen Kosten von Wasserstoff an der Tankstelle variieren je nach angestrebtem Produktionsmix und verfügbaren Technologien, wie die nachfolgende Abbildung 5-10 zeigt.

In den beiden Szenarien „Moderate Entwicklung“ und „Ressourcenverfügbarkeit“ liegen die Wasserstoffkosten an der Tankstelle zwischen 11 und 15 Eurocent pro kWh. Die Kraftstoffkosten für Wasserstoff sind somit mit heutigen Kraftstoffkosten von 3 bis 4 Eurocent pro Kilometer vergleichbar (ohne Steuern gerechnet sowohl für Wasserstoff als auch für die konventionellen Kraftstoffe). Bei den Wasserstoffkosten entstehen 50 bis 80 Prozent der Kosten durch die Wasserstoffproduktion und die Primärenergieträger. Weiterhin sind in der Anfangsphase die Ausgaben für die Wasserstoffverflüssigung relevant. In der Einführungsphase entstehen etwas höhere Kosten durch Unterauslastung der Infrastruktur. Später ist die Infrastruktur besser ausgelastet (Skaleneffekte), aber die steigenden

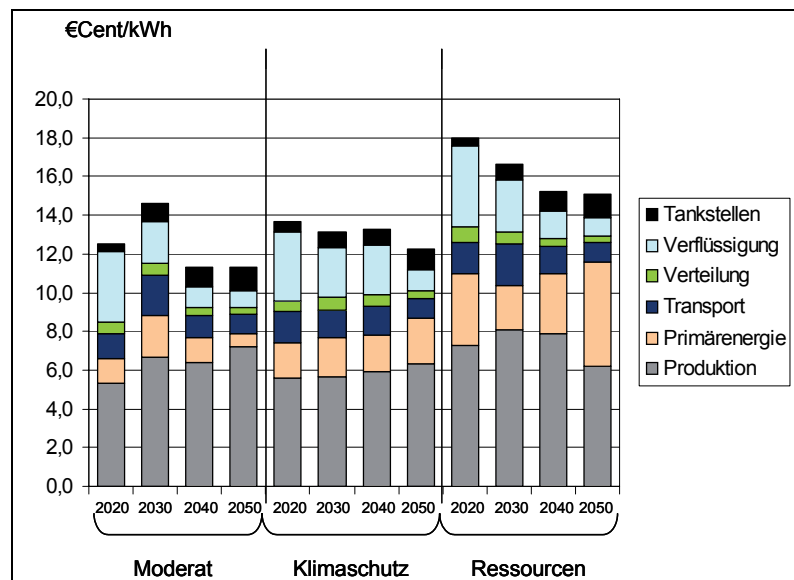


Abbildung 5-10: Zusammensetzung der durchschnittlichen Wasserstoffkosten an der Tankstelle von 2020 bis 2050 in den drei GermanHy-Szenarien

	Investition bis 2030/2050 (EURO) (±% Referenz)	Emissionen 2030 2050 (gCO <sub>2</sub> /km)
<b>Moderat</b>	21 Mrd. 125 Mrd.	60 90
<b>Nutzerorientierter Tankstellenaufbau</b>	+5% (2030)	85 90
<b>Keine exogenen REG-Vorgaben</b>	-50% (2050)	>150 (2050)
<b>CO-Abscheidung und Speicherung (CCS)</b>	-5% (2050)	20 (2050)

Tabelle 5-1: Infrastruktur-Investitionen und CO<sub>2</sub>-Emissionen in Varianten für 2030 und 2050 im GermanHy-Szenario „Moderate Entwicklung“

Primärenergiepreise machen sich dämpfend auf die Kostenminderung bemerkbar.

Wenn kein Mindestanteil an erneuerbaren Energien bei der Wasserstoffproduktion vorgegeben wird, könnten die Wasserstoffkosten im moderaten Szenario gesenkt werden. Wasserstoff fast ausschließlich auf konventioneller Basis läge mittel- bis langfristig bei rund 9 bis 10 Eurocent pro kWh. Die Ergebnisse im Szenario „Ressourcenverfügbarkeit“ zeigen etwas höhere Wasserstoffkosten (sie liegen zwischen 18 Eurocent pro kWh zu Beginn und 14 Eurocent pro kWh gegen Ende des Betrachtungs-

zeitraumes), was auf die gestiegenen Energiepreise zurückzuführen ist. In diesem Szenario dämpfen die erneuerbaren Energien die Wasserstoffkosten, weil sie – wie oben ausgeführt – in vielen Fällen wirtschaftlich sind.

Die Tabelle 5-1 zeigt die Infrastruktur-Investitionen und die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Szenario „Moderate Entwicklung“ für verschiedene Varianten.

Die durchschnittlichen Mehrkosten für 50 Prozent erneuerbar hergestellten Wasserstoff am Produktionsmix im Jahr 2030 liegen

bei knapp 3 Eurocent pro Kilometer und würden im Jahr 2030 insgesamt zu etwa 1,2 Milliarden Euro Mehrkosten führen. Bis 2050 sinken die durchschnittlichen Mehrkosten auf etwa 1,5 Eurocent pro Kilometer und erreichen absolut 2,8 Milliarden Euro im Jahr 2050. Bereits früh zu konkurrenzfähigen Preisen produzierbar ist Wasserstoff aus Biomasse, die zur Verfügung stehende Menge an Biomasse ist allerdings begrenzt. Unter günstigen Annahmen ist ab 2050 dann auch Wasserstoff aus Offshore-Windenergie und Elektrolyse konkurrenzfähig zu fossilen Anlagen ohne CCS. Schon früher wettbewerbsfähig könnte importierter Wasserstoff aus erneuerbaren Energien werden (ab 2040). Entsprechend könnte dieser Importwasserstoff auch die Mehrkosten für Wasserstoff aus erneuerbaren Energien deutlich reduzieren. Im Szenario „Ressourcenverknappung“ ist aufgrund stark steigender Preise für fossile Energieträger schon etwa 2030 eine Kostengleichheit zwischen Wasserstoff aus erneuerbaren Energien und Wasserstoff aus fossilen Energien gegeben. Hier wären ein Import sowie weitergehende Effizienz- und Einsparmaßnahmen auf Verbraucherseite zwingend, denn ein Bedarf von rund 80 Gigawatt installierter Offshore-Windenergieleistung allein zur Wasserstoffherstellung erscheint kaum realisierbar. Langfristig würde ein Produktionsmix aus hauptsächlich Kohle ohne CCS und Windenergie zu spezifischen Emissionen von knapp 90 g CO<sub>2</sub>/km für einen Brennstoffzellen-PKW führen. Würde Kohle durch Erdgas ersetzt (obwohl dieses teurer ist), würden die spezifischen Emissionen auf rund 50 g CO<sub>2</sub>/km sinken. Nimmt man Kohle mit CCS an, können die spezifischen Emissionen langfristig auf unter 15 g CO<sub>2</sub>/km fallen.

Die kumulierten Investitionen für eine Infrastruktur (Produktionsanlagen, Konditionierungsanlagen, Transport, Verteilung, Tankstellen) mit einem Anteil von 50 Prozent erneuerbaren Energien an der Wasserstofferzeugung für rund 6,5 Millionen PKW und knapp 0,6 Millionen LNF im Jahr 2030 würden sich auf rund 21 Milliarden Euro belaufen. Zur Versorgung von rund 44 Millionen PKW und rund 2,5 Millionen leichten Nutzfahrzeugen im Jahr 2050 würden sich die kumulierten Investitionen für ein System mit 50 Prozent erneuerbaren Energien auf rund 125 Milliarden Euro oder durchschnittlich 3,6 Milliarden Euro pro Jahr erhöhen.

Die Variantenrechnungen zeigen, dass Änderungen der Nachfragehöhe langfristig zu keinen strukturellen Änderungen in

der Erzeugungs- und Verteilungsstruktur führen. Vielmehr wird deutlich, dass ab einem Anteil von rund 15 Prozent Wasserstofffahrzeugen an der Fahrzeugflotte der Infrastrukturaufbau aus Investitionsperspektive sehr robust erfolgen kann. Sowohl die langfristigen Wasserstoffkosten als auch die nötigen Infrastrukturinvestitionen würden sich nur unwesentlich erhöhen.

## 5.6. Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff in Abhängigkeit von den Fahrzeugen

Eine der größten Herausforderungen für die Einführung von Wasserstoff ist die Verfügbarkeit von Brennstoffzellenfahrzeugen mit Kosten-Nutzen-Eigenschaften, die mit einem konventionellen Fahrzeug vergleichbar sind. Die Ergebnisse der Infrastrukturanalyse zeigen, dass eine ausreichende Wasserstoffinfrastruktur zu überschaubaren Kosten aufgebaut werden kann. Bei heutigen Rohölpreisen ist der Wasserstoff als Kraftstoff konkurrenzfähig, wenn der Massenmarkt startet. Kosten für die Entwicklung von Brennstoffzellenfahrzeugen wurden hier nicht betrachtet. In dem EU-Projekt HyWays wird davon ausgegangen, dass sich längerfristig Preise für Brennstoffzellenfahrzeuge erreichen lassen, die 2.000 Euro über den Preisen herkömmlicher Fahrzeuge liegen – also in dem Bereich von heutigen modernen Dieselfahrzeugen. Diese Analysen wurden von den Automobilpartnern in HyWays getragen.

Wie in Kapitel 5.5 dargestellt, lässt sich Wasserstoff mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien mittel- und langfristig zu einem Preis von rund 12 bis 13 Eurocent pro Kilometer an der Tankstelle verfügbar machen. Dieser Preis ist ab einem Ölpreis in Höhe von 130 \$/bbl konkurrenzfähig (siehe Abbildung 5-11). Wenn zusätzlicher Nutzen des Kraftstoffes Wasserstoff, wie CO<sub>2</sub>-Einsparung, Erhöhung der Versorgungssicherheit oder Verminderung lokaler Emissionen bewertet würden, würde dieses die Wettbewerbsfähigkeit weiter verbessern. Wie Abbildung 5-11 zeigt, könnten Wasserstoff-Brennstoffzellenfahrzeuge sogar bei Rohölpreisen bei rund 85 \$/bbl wettbewerbsfähig werden, wenn sie das Kostenniveau konventioneller Fahrzeuge erreichen würden.

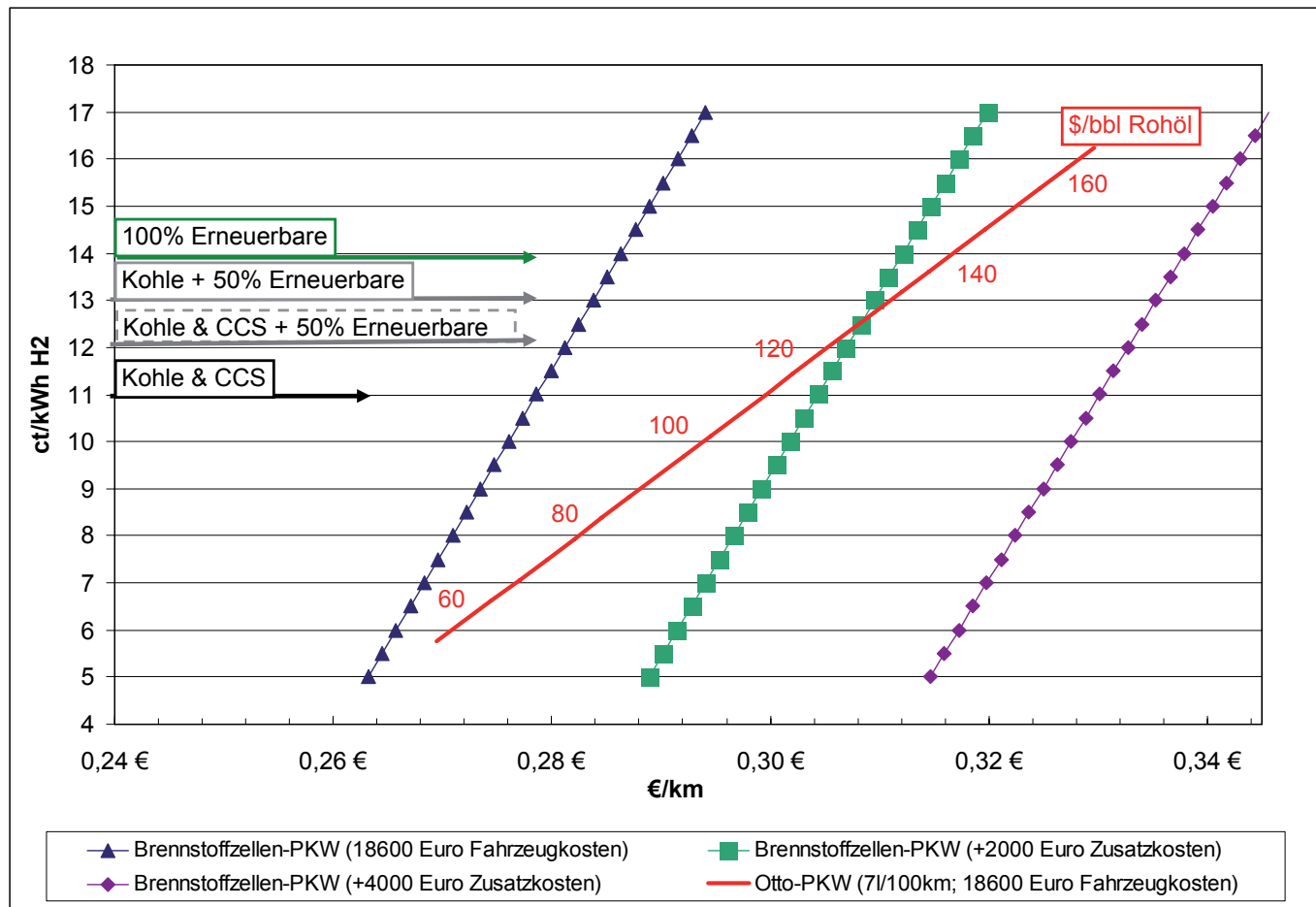


Abbildung 5-11: Konkurrenzfähigkeit von Wasserstoff-Brennstoffzellen-PKW zu herkömmlichen Verbrennungsmotor-PKW in Abhängigkeit von Fahrzeugmehrkosten

## 6 Energiemarkt – Plausibilisierung der Einführung von Wasserstoff in den Straßenverkehr.

Im Rahmen von GermanHy wurden Wasserstoff-Herstellungspfade modelliert und analysiert. Die Einbettung der Wasserstoff-Herstellungspfade im Gesamtenergiesystem Deutschlands (und im gewissen Umfang in die dahinter liegenden Welt-Energiesituation) wurde mittels eines Energiemodells plausibilisiert. Zielfragen für diese Plausibilisierung waren:

- Welche Rückwirkungen hat der Aufbau der Produktions-, Transport- und Verteil-Infrastruktur auf die Inanspruchnahme von Primärenergiequellen beziehungsweise auf das vorgelagerte Energiesystem?
- Können die politischen Ziele (CO<sub>2</sub>-Minderungsziele, 50 Prozent erneuerbare Energien am Wasserstoff etc.) auch im Rahmen des Gesamtenergiesystems erreicht werden?
- Welche heimischen Energieträger stehen für die Wasserstoffherstellung zur Verfügung und in welchem Maße kann und muss auf Energieimporte zurückgegriffen werden?

Das grundsätzliche Funktionsschema des Energiemodells ist in Abbildung 6-1 dargestellt. Die Besonderheit dieses im Rahmen von GermanHy weiterentwickelten Energiemodells ist, dass es auch große Veränderungsgradienten – zum Beispiel induziert durch drastische Ressourcenverknappung – abbilden kann, was mit den bislang verwendeten Energiemarktmodellen nicht möglich ist. Entsprechend konnte mit dem Szenario „Ressourcenverknappung“ auch untersucht werden, was für eine Rolle Wasserstoff unter extremen Energiemarktbedingungen spielen könnte.

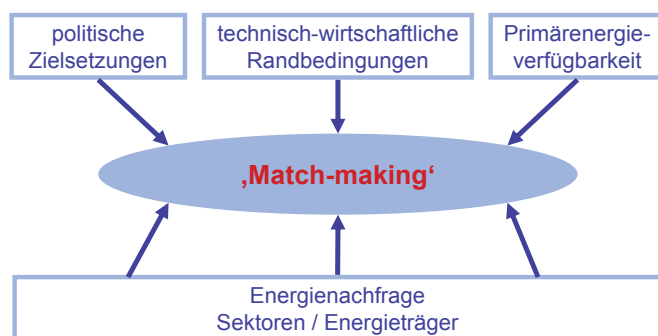


Abbildung 6-1: Funktionsschema des Energiemodells

### 6.1. Entwicklung der Endenergienachfrage in den verschiedenen Szenarien und Sektoren

Die unterschiedlichen Annahmen zur Entwicklung der Nachfrage nach Endenergie (Strom, Brenn- und Kraftstoffe) in den drei betrachteten GermanHy-Szenarien ist im Analyserahmen von GermanHy (siehe Kapitel 2) allein durch Unterschiede in der Intensität technischer effizienzsteigernder Energiesparmaßnahmen bedingt. Diese Vorgehensweise erlaubt eine vergleichende Analyse der möglichen Beiträge der einzelnen Sektoren (Industrie, Verkehr, Haushalte/ Kleingewerbe) zu Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionen. Sie erlaubt aber insbesondere auch die Analyse der möglichen zusätzlichen Beiträge einer intensiven Einführung von Wasserstoff – gekoppelt an die Einführung hocheffizienter Brennstoffzellenfahrzeuge – in den Verkehrssektor.

Abbildung 6-2 zeigt die entsprechenden Ergebnisse für die Gesamtenergienachfrage im Vergleich der drei GermanHy-Szenarien. Dabei sind pro Szenario zwei Varianten unterschieden: Eine Variante mit geringer Wasserstoff-Marktpenetration (vgl. Kapitel 4.2) und eine Variante mit hoher Wasserstoff-Marktpenetration. Darüber hinaus ist exemplarisch die Entwicklung der sektoralen Endenergienachfrage im Szenario „Ressourcenverknappung“ dargestellt. Demnach ist mit der intensiven Einführung von Wasserstoff im Straßenverkehr in allen drei Szenarien ein signifikanter zusätzlicher Beitrag zur Senkung der Endenergienachfrage verbunden: je nach Szenario zwischen 4 und 8 Prozent.

Die Endenergienachfrage reduziert sich im Szenario „Klimaschutz“ gegenüber dem Szenario „Moderate Entwicklung“ um 22 Prozent, im Szenario „Ressourcenverknappung“ sogar um 30 Prozent. Dafür sind in allen Sektoren ambitioniertere Effizienzsteigerungen erforderlich. Den größten sektoralen Beitrag zur Verbrauchssenkung leisten sowohl im Szenario „Klimaschutz“ als auch im Szenario „Ressourcenverknappung“ jeweils die Haushalte und Kleinverbraucher, gefolgt vom Verkehr und Industrie.

Trotz der vollständigen Ausschöpfung der aus heutiger Sicht absehbaren technischen Potenziale bis 2050 in allen Sektoren gelingt es im Szenario „Ressourcenverfügbarkeit“ aufgrund des drastischen Rückganges der verfügbaren fossilen Energieträger

nicht, die gesamte Nachfrage nach Endenergie zu decken. Dies betrifft vor allem den Verkehrssektor, da hier der Rückgang des Mineralöls ohne drastischen Rückgang der Verkehrsleistungen (besonders im Luft- und Güterverkehr) und ohne Veränderung der Mobilitätsmuster (zum Beispiel Modal-Split) bereits zwischen 2020 und 2030 nicht mehr durch andere Kraftstoffe auf der Basis von Kohlenwasserstoffen kompensiert werden kann. Eine demnach erforderliche iterative, ganzheitliche Optimierung der Nachfrage an die unterstellte Ressourcenverknappung würde allerdings sowohl bezogen auf den Verkehrssektor als auch das Gesamtsystem den Rahmen dieser Untersuchung sprengen und wurde daher nicht durchgeführt.

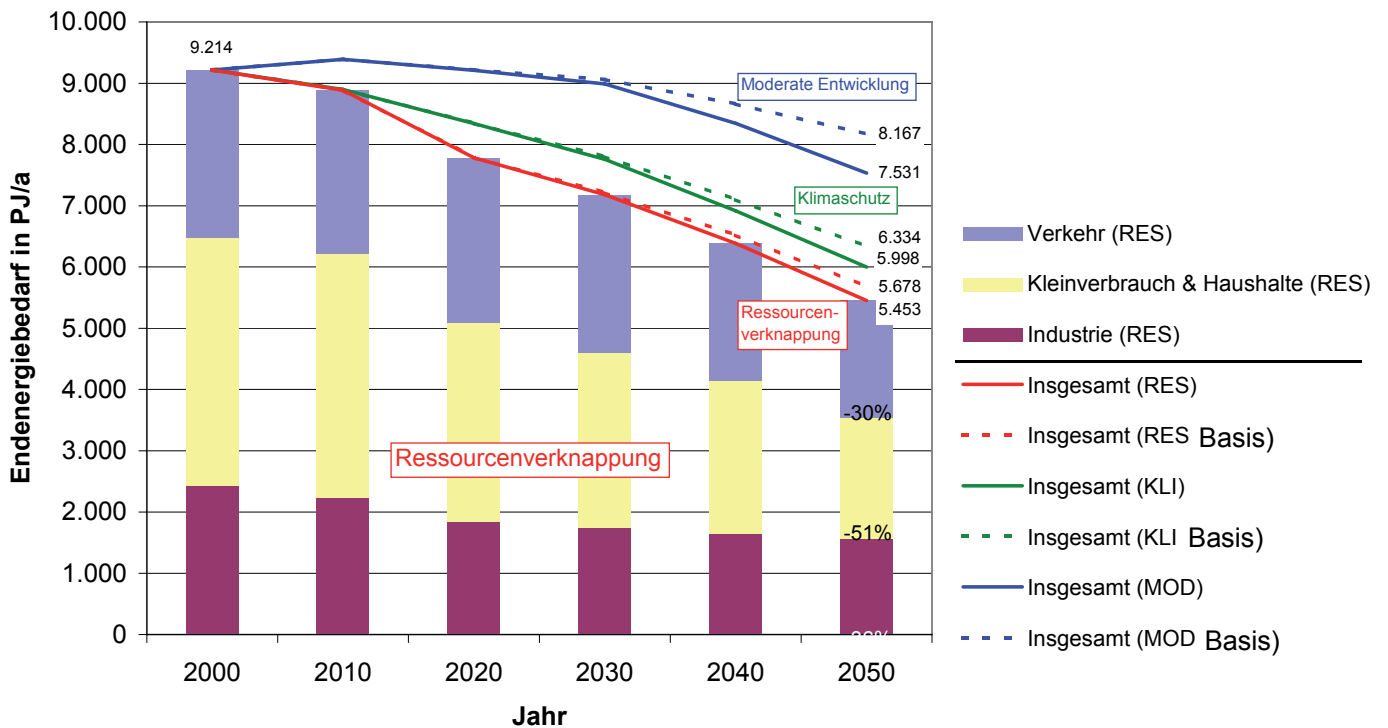


Abbildung 6-2: Entwicklung der Endenergienachfrage in den GermanHy-Szenarien (Linien) und der sektoralen Endenergienachfrage im Szenario „Ressourcenverknappung“ von 2015 bis 2050

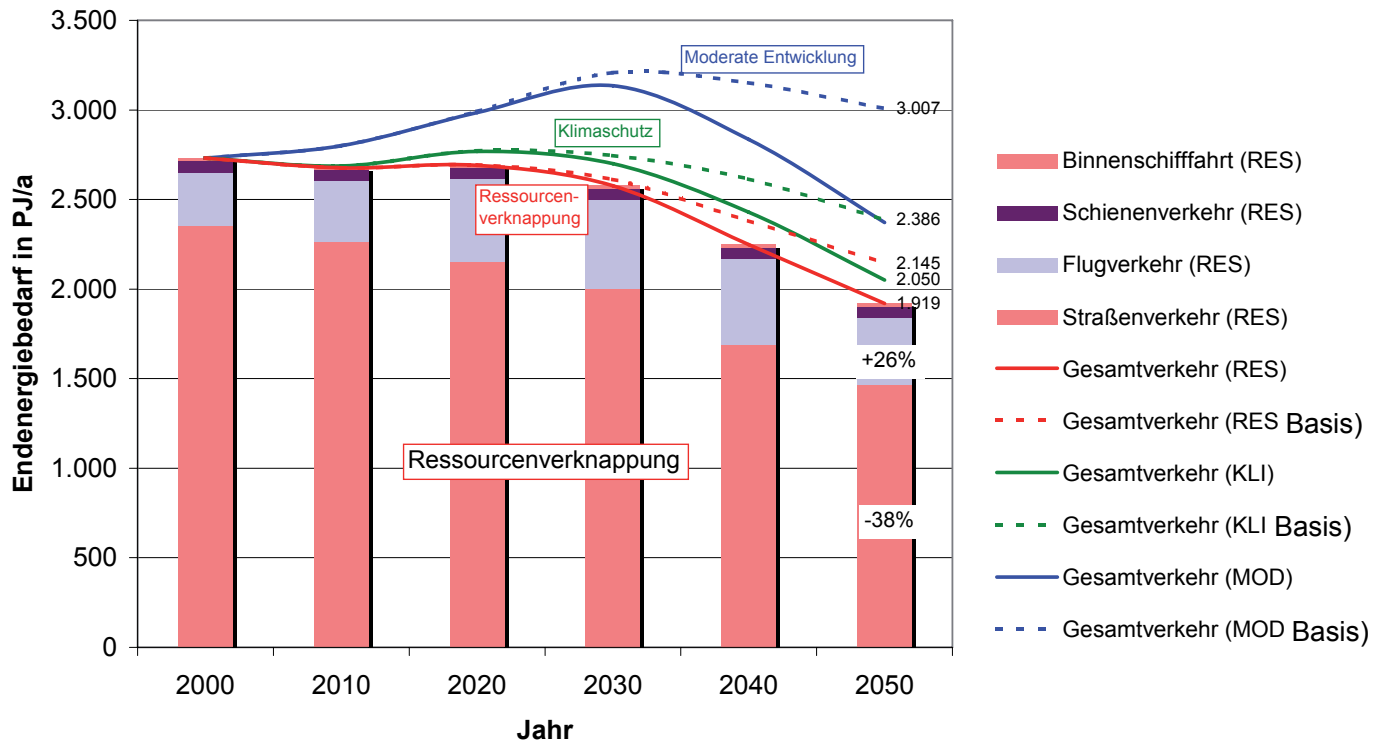


Abbildung 6-3: Entwicklung der Endenergie nachfrage des Verkehrssektors in den GermanHy-Szenarien (Linien) und der sektoralen Endenergie nachfrage im Szenario „Ressourcenverknappung“ von 2000 bis 2050

## 6.2. Entwicklung der Kraftstoffnachfrage

Für den Verkehrssektor zeigt Abbildung 6-3 die Entwicklung der gesamten Kraftstoffnachfrage analog zu Abbildung 6-2 im Vergleich der drei GermanHy-Szenarien sowie exemplarisch die Entwicklung nach Verkehrsträgern im Szenario „Ressourcenverknappung“. Demnach bleibt zwar der Straßenverkehr der dominante „Verbraucher“ von Kraftstoffen, er kann aber seinen Gesamtbedarf um bis zu 38 Prozent senken (im Falle des Szenarios „Ressourcenverknappung“ mit hoher Wasserstoff-Marktpenetration). Ohne die Einführung hocheffizienter Wasserstoff-Brennstoffzellenfahrzeuge würde der Endenergiebedarf im Jahr 2050 trotz ebenfalls hocheffizienter „konventioneller“ Antriebe um 11 Prozent höher liegen. Diese bedarfssenkende Wirkung fällt in den Szenarien „Klimaschutz“ und „Moderate Entwicklung“ mit 14 und 21 Prozent noch größer aus (da in diesen Szenarien der Wirkungsgrad bei den konventionellen Antrieben weniger massiv verbessert wurde als im Szenario „Ressourcenverknappung“). Der Einführung von Brennstoffzellen-KFZ und Wasserstoff kommt demnach im Falle von nur moderaten

Erfolgen bei der Effizienzsteigerung von konventionellen KFZ eine besondere Bedeutung zu, da hierdurch langfristig (in 2050) die gleiche Endenergieeinsparung im Verkehrssektor möglich ist, wie in der „Referenz“-Variante des Szenarios „Klimaschutz“.

Der zwischenzeitliche Anstieg der gesamten Endenergie nachfrage durch den Verkehr resultiert aus der erwarteten Zunahme der Verkehrsleistungen im Güter- und Luftverkehr. Die Zunahme in diesem Umfang kann nur zum Teil durch technische Effizienzsteigerungen kompensiert werden. Dies ist besonders für das Szenario „Ressourcenverknappung“ von Bedeutung.

Die Veränderung des Kraftstoffmixes für den Verkehrssektor im Zeitverlauf als Folge der Einführung von Wasserstoff-KFZ im Vergleich der drei GermanHy-Szenarien fasst Abbildung 6-5 zusammen. Deutliche Unterschiede sind dabei nur zwischen dem Szenario „Moderate Entwicklung“ und den anderen beiden Szenarien zu erkennen. Diese betreffen allerdings weniger den Anteil von Wasserstoff an der gesamten Kraftstoffnachfrage, der im Szenario „Moderate Entwicklung“ mit ca. 20 Prozent in 2050

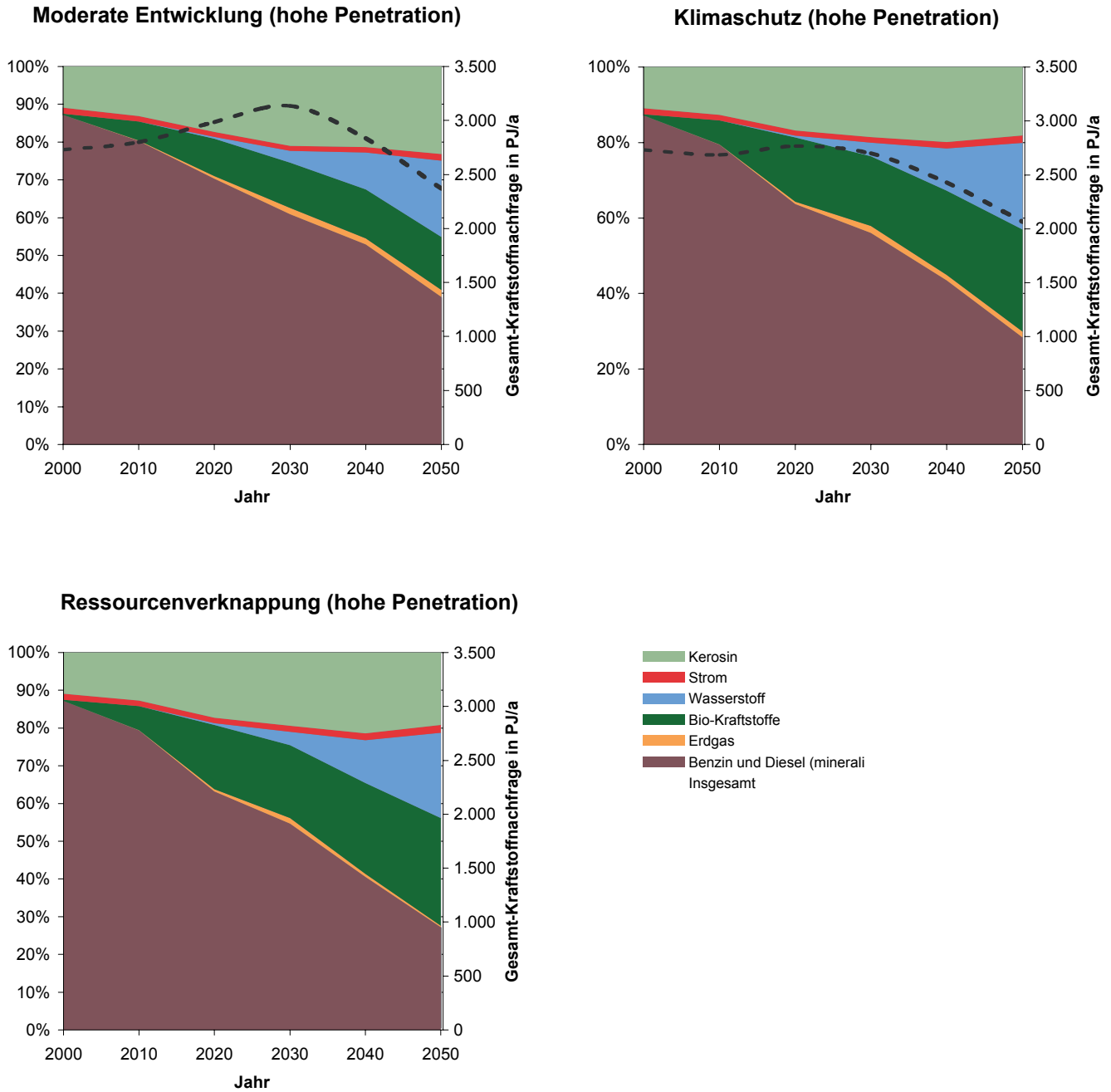


Abbildung 6-4: Entwicklung der Kraftstoffnachfrage nach Menge und Art von 2000 bis 2050 im Vergleich der drei GermanHy-Szenarien

nur um etwa 3 Prozent niedriger liegt als in den anderen beiden GermanHy-Szenarien (allen drei Szenarien liegt eine gleiche Einführung von Wasserstoff-KFZ zugrunde). Der wesentliche Unterschied ist vielmehr, dass der Anteil der Biokraftstoffe in den Szenarien „Klimaschutz“ und „Ressourcenverknappung“ höher liegt. Hintergrund ist die Annahme, dass Biokraftstoffe im

Szenario „Klimaschutz“ benötigt werden, um die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu senken und im Szenario „Ressourcenverknappung“ nötig sind, um den massiven Rückgang der Verfügbarkeit erdölbasierter Kraftstoffe auszugleichen.



### 6.3. Deckung der Energienachfrage

Optimiert nach Energieeinsatz und Kosten sowie unter Berücksichtigung einer Vielzahl von Nebenbedingungen (politische Ziele, technische und ökonomische Begrenzungen, Ressourcenverfügbarkeit etc.) ergeben sich die folgenden beispielhaften Ergebnisse aus dem Energiemodell bezüglich der möglichen Deckung der Energienachfrage.

### 6.4. Primärenergieeinsatz

Die Abbildungen 6-5 bis 6-10 zeigen den Primärenergieeinsatz zur Strom- und Wärmebereitstellung in Deutschland. Die Ergebnisse aus dem Energiemodell sind zusammengefasst nach Erzeugungstyp. Der Grund ist, dass die Erzeugungskosten verschiedener Pfade oftmals so eng beieinander liegen, dass bei kleinen Änderungen in den Prozessparametern unterschiedliche Primärenergien eingesetzt werden (zum Beispiel Steinkohle, statt Braunkohle oder Erdöl statt Erdgas), sofern die CO<sub>2</sub>-Emissionen es zulassen.

#### Strom

Dargestellt in den Abbildung 6-5 bis Abbildung 6-7 ist die Stromerzeugung in Deutschland nach Energiequelle und absoluter Menge für die verschiedenen GermanHy-Szenarien. Die Abbildungen zeigen anschaulich, wie in allen drei GermanHy-Szenarien – mit besonderer Ausprägung im Szenario „Ressourcenverknappung“ – gegen Ende des Betrachtungszeitraumes deutlich mehr Strom bereit gestellt wird als in Industrie, Handel,

Dienstleistungen und Haushalten direkt nachgefragt wird. Grund hierfür ist der generell steigende Anteil erneuerbarer Energien im Energiemix. Da zentrale erneuerbare Primärenergien (Wind, Wasser, Photovoltaik) direkt Strom erzeugen, gewinnt langfristig die Nutzung von Strom zur Wärmebereitstellung an Bedeutung, zunächst über die Wärmepumpe, im Szenario „Ressourcenverknappung“ ab 2040 aber auch zur direkten Erzeugung von Prozesswärme. Strom übernimmt in diesem Fall die Rolle, die heute typischerweise Erdgas in der Industrie einnimmt (früher durch Kohle, dann durch Erdöl abgedeckt).

Die Analyse der drei Szenarien zeigt, dass prinzipiell auch langfristig die Basis für eine Herstellung von Wasserstoff für den Verkehrssektor gegeben ist. Diese wird dem allgemeinen Trend am Energiemarkt hin zu erneuerbarem Strom folgen, das heißt, die Elektrolyse von Wasser wird wesentlich an Bedeutung gewinnen. Die grundsätzliche Verknappung aller Primärenergien im Szenario „Ressourcenverfügbarkeit“ wird sich insofern auf die Herstellung von Wasserstoff auswirken, als dass er in stärkere Nutzungskonkurrenz mit anderen Sektoren tritt. Dieses ist jedoch keine Besonderheit, die nur dem Energieträger Wasserstoff anhängt, sondern betrifft alle Endenergieverbrauchssektoren gleichzeitig.

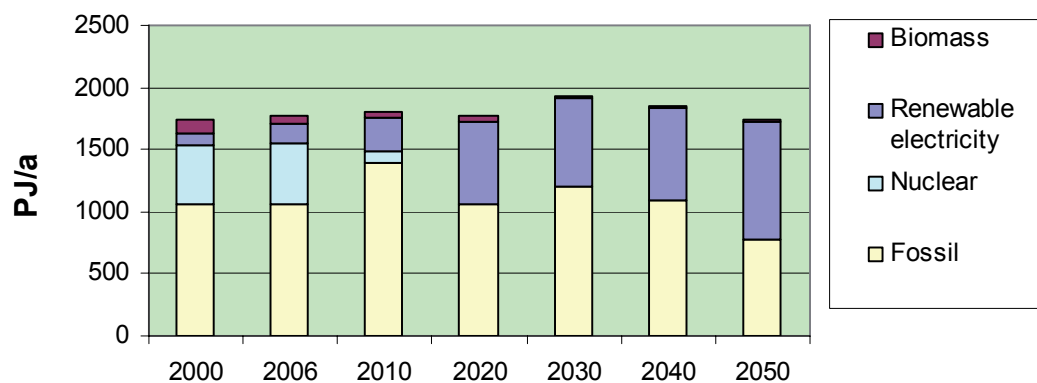


Abbildung 6-5: Stromerzeugung nach Erzeugungstyp von 2000 bis 2050 für das Szenario „Moderate Entwicklung“  
Hinweis: einschließlich Strom für Wärme und Verkehr

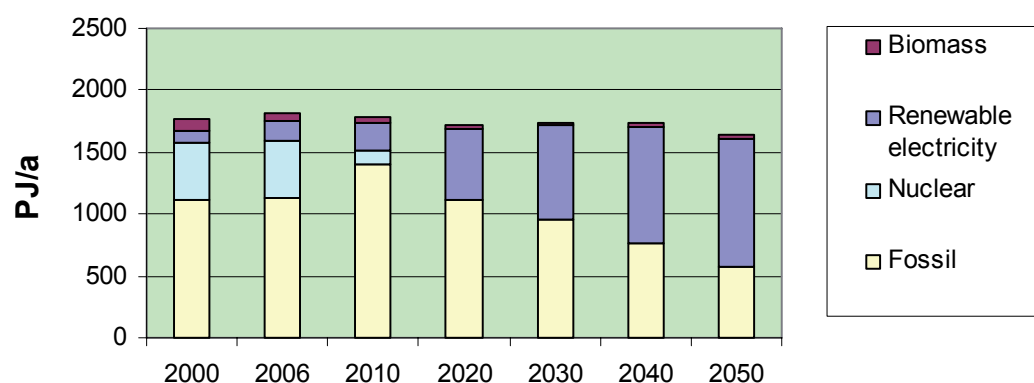


Abbildung 6-6: Stromerzeugung nach Erzeugungstyp von 2000 bis 2050 für das Szenario „Klimaschutz“ mit CCS  
Hinweis: einschließlich Strom für Wärme und Verkehr

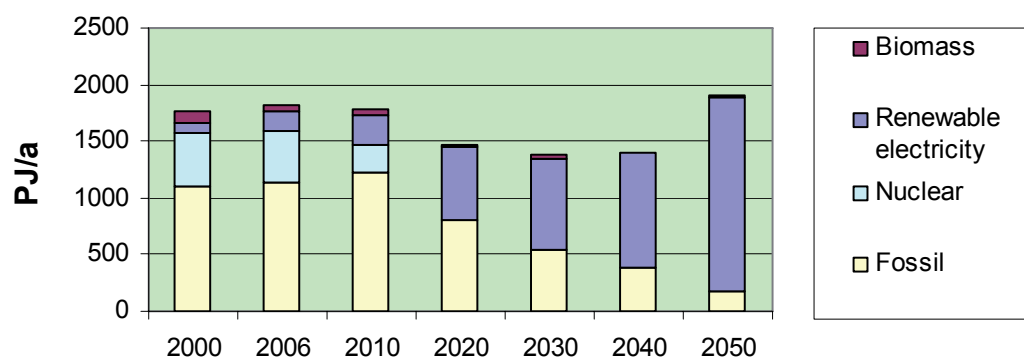


Abbildung 6-7: Stromerzeugung nach Erzeugungstyp von 2000 bis 2050 für das Szenario „Ressourcenverfügbarkeit“  
Hinweis: einschließlich Strom für Wärme und Verkehr

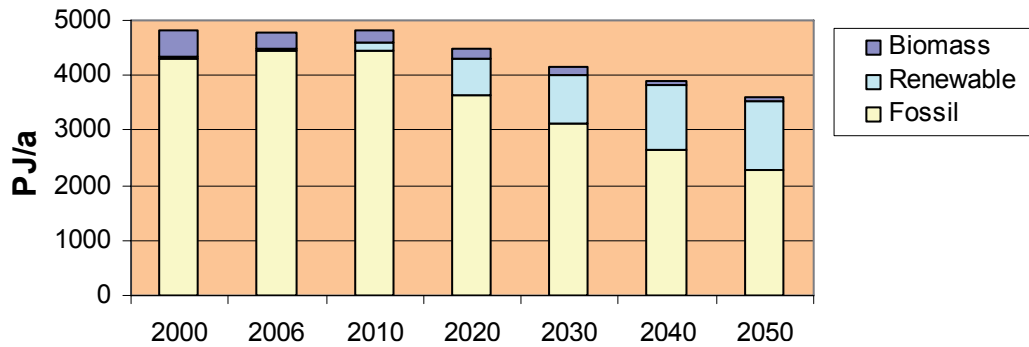


Abbildung 6-8: Wärmebereitstellung nach Erzeugungstyp von 2000 bis 2050 für Szenario „Moderate Entwicklung“

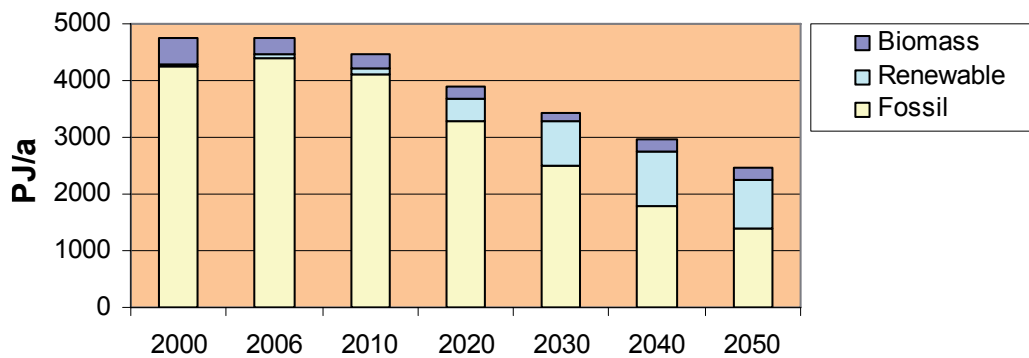


Abbildung 6-9: Wärmebereitstellung nach Erzeugungstyp von 2000 bis 2050 für Szenario „Klimaschutz“ mit CCS

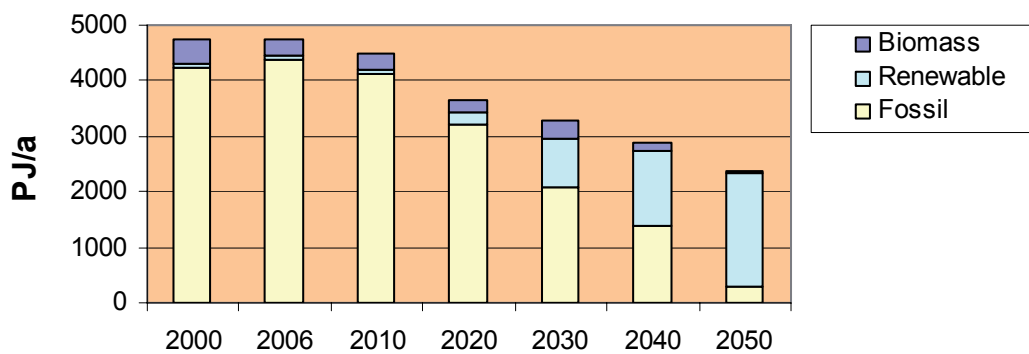


Abbildung 6-10: Wärmebereitstellung nach Erzeugungstyp von 2000 bis 2050 für Szenario „Ressourcenverknappung“ mit CCS

### Wärme

In Abbildung 6-8 bis Abbildung 6-10 ist die Wärmeerzeugung in Deutschland nach Energiequelle und absoluter Menge für die verschiedenen GermanHy-Szenarien dargestellt.

Wie bei der Stromerzeugung bereits diskutiert, zeigt sich auch bei der Wärmebereitstellung ein Trend hin zum Einsatz erneuerbarer Energien über alle GermanHy-Szenarien hinweg. Die

Bedeutung im Szenario „Ressourcenverknappung“ ist zwar nicht so ausgeprägt wie beim Strom, doch trotzdem am größten. Der prozentuale Anteil an Wärme aus erneuerbaren Quellen und Biomasse ist im Szenario „Klimaschutz“ zwar größer als im Szenario „Moderate Entwicklung“, absolut aber geringer, da im Szenario „Klimaschutz“ von einem geringeren Wärmebedarf ausgegangen wird.

### 6.5. Potenziale fossiler und erneuerbarer Energien und ihre Nutzung

Die Potenziale fossiler und erneuerbarer Energien wurden im Rahmen von GermanHy aus umfangreichen Primärstudien zusammengestellt (siehe Kapitel 3.3 in diesem Bericht sowie referenzierte Primärliteratur). Abbildung 6-11 zeigt die Potenziale für die Szenarien „Moderate Entwicklung“ und „Klimaschutz“ (mit CCS) und stellt dar, in wie weit diese Ressourcenverfügbarkeit mengenmäßig ausgeschöpft wird.

Im Gegensatz zur eher komfortablen Situation reichlich vorhandener Primärenergien in den Szenarien „Moderate Entwicklung“ und „Klimaschutz“ werden im Szenario „Ressourcenverknappung“ deutlich weniger verfügbare Ressourcen angenommen. Trotz weiter gesenktem Endenergiebedarf werden hier 100 Prozent und mehr der verfügbaren Energieressourcen zur Deckung der Nachfrage benötigt (siehe Abbildung 6-12).

Der angenommene Rückgang an Ölverfügbarkeit für Deutschland von 2020 nach 2030 entspricht einem Rückgang der Fahrleistung um etwas 60 Prozent. Im Detail stellt sich die Ressourcenverfügbarkeit im Szenario „Ressourcenverknappung“ in 2050 wie folgt dar:

- Keine ausreichende Verfügbarkeit bei Rohöl (-750 PJ).
- Weitestgehende Ausschöpfung der Ressourcen bei Erdgas, Braunkohle, Wasserkraft, Pflanzenölen und Solarwärme.
- Freie Potenziale bei einer Reihe von Ressourcen: Biogas, Stroh und zuckerhaltige Energiepflanzen (jedoch wenig, jeweils ca. 30 PJ), Wind onshore/offshore (100 PJ/100 PJ), Windimport (250 PJ), Photovoltaik (600 PJ), solarthermischer Stromimport (300 PJ) und Wasserstoffimport. Diese werden unter den Szenarioannahmen nicht ausgeschöpft (so sind zum Beispiel die zugelassenen Importmengen im Szenario zunächst begrenzt).

Entsprechend sind die zugelassenen Importmengen an Biomasse/Biokraftstoffen sowie weitergehende Importe von Strom aus Nordafrika eine wichtige aber auch kritische Variable. Die zur Verfügung stehenden Biomassepotenziale sind weltweit begrenzt. Eine Nachfrage nach Biomasse/Biokraftstoffen in einer Höhe, die die fehlende Menge an Erdöl im Szenario „Ressourcenverknappung“ ersetzen würde, wäre nicht umweltverträglich.

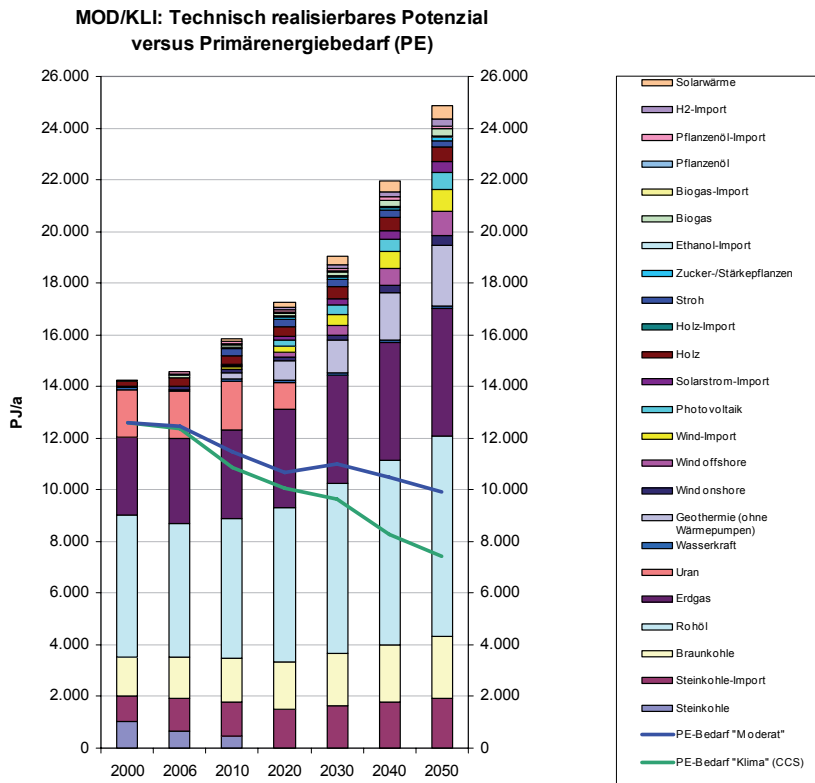
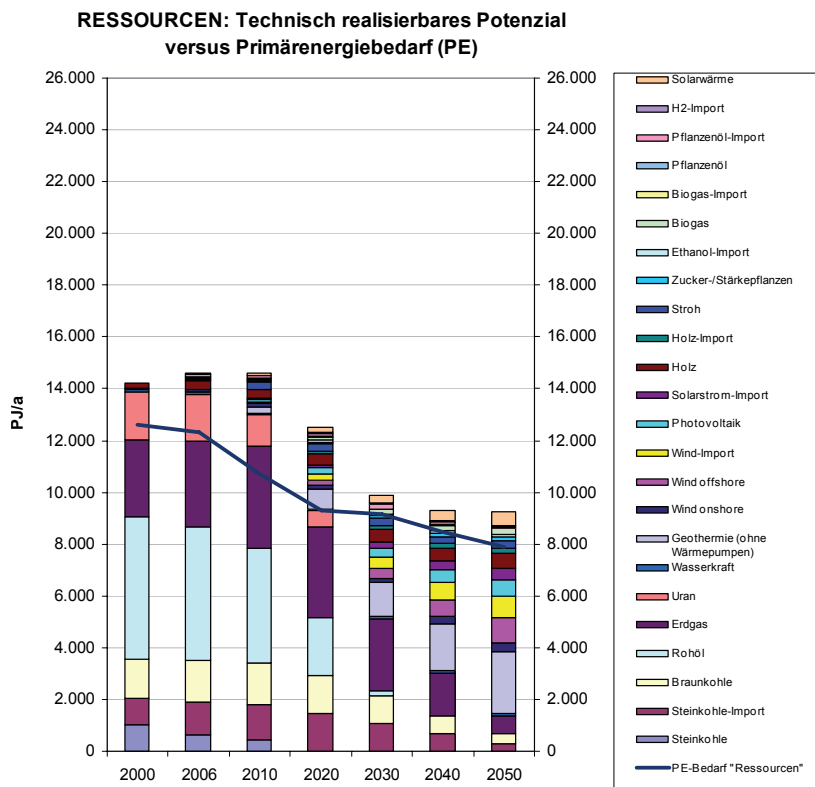


Abbildung 6-11: Ressourcenverfügbarkeit und Primärenergiebedarf von 2000 bis 2050 für die Szenarien „Moderate Entwicklung“ und „Klimaschutz“ mit CCS



Hinweis: Die Nachfrage nach Rohöl würde ab 2020 deutlich höher ausfallen, wenn entsprechende Mengen verfügbar wären.

Abbildung 6-12: Ressourcenverfügbarkeit und Primärenergiebedarf von 2000 bis 2050 für das Szenario „Ressourcenverfügbarkeit“

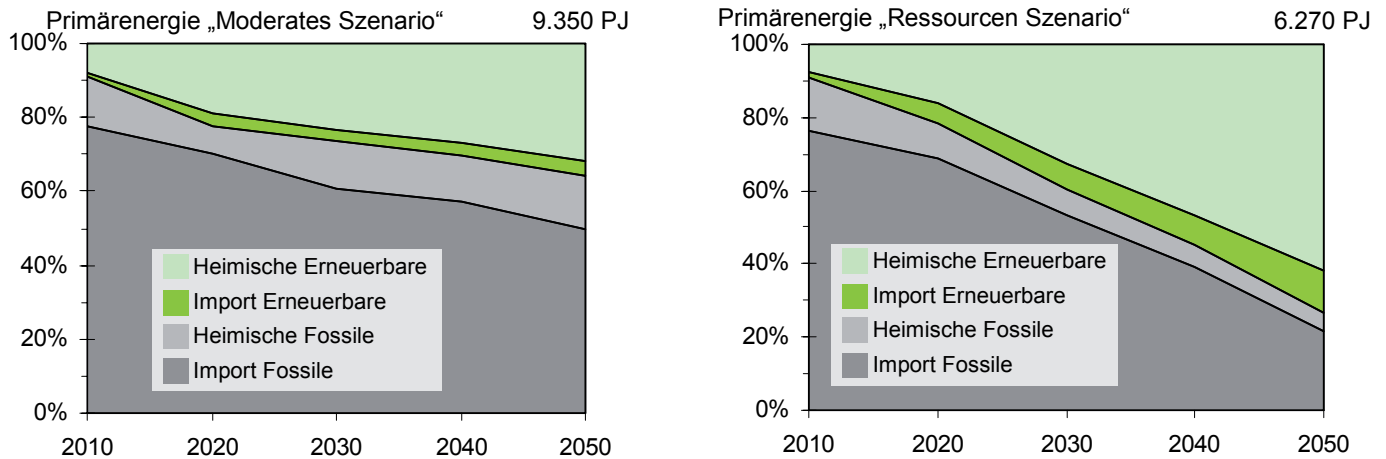


Abbildung 6-13: Primärenergieversorgung in Deutschland von 2010 bis 2050 am Beispiel der Szenarien „Moderate Entwicklung“ und „Ressourcenverfügbarkeit“

## 6.6. Energieimporte

Eine hohe auch politische Bedeutung hat die Energieversorgungssicherheit. Lieferunterbrechungen von russischem Erdgas im Jahr 2007 und die hohe Abhängigkeit von wenigen Erdölexporteuren auf den Weltmärkten zeigen die Fragilität heutiger Strukturen. Ein Indikator für die Versorgungssicherheit ist, in welchem Umfang Deutschland seine Energien durch Energieimporte abdecken muss. Unter der Annahme, dass auch künftig die Außenhandelsbilanz für Strom weitgehend ausgeglichen sein wird, zeigen sich in den beiden GermanHy-Szenarien „Moderate Entwicklung“ und „Ressourcenverknappung“ deutliche Reduzierungen der Importabhängigkeit von über 90 auf 55 bis 35 Prozent (siehe Abbildung 6-13).

Im Falle des Szenarios „Ressourcenverfügbarkeit“ wird diese Entwicklung infolge der geringen Verfügbarkeit fossiler Ressourcen, allem voran Rohöl, am deutlichsten. Das Erdöl wird derzeit großteils aus dem europäischen Ausland importiert. Die zukünftigen Importe werden noch stärker aus Ländern Kontinentaleuro-

pas erfolgen: Beispiele sind Windenergie aus UK und Norwegen, solarthermischem Strom aus Südeuropa, Wasserstoff aus Norwegen oder Biomasse/Biogas aus Osteuropa. Aufgrund der guten nachbarschaftlichen Beziehungen und der gemeinsamen Einbettung in den EU-Rahmen ist tendenziell von einer Erhöhung der Importsicherheit auszugehen.

Abhängig vom betrachteten Szenario steigt der Anteil der erneuerbaren Energien von 10 auf 30 bis 75 Prozent. Die dominierenden heimischen Energien sind (Braun-)Kohle, Wind (off- und onshore), Geothermie, Solarenergie sowie Biomasse. Der Anteil der heimischen fossilen Energien sinkt im Szenario „Ressourcenverfügbarkeit“. Dieses erklärt sich mit der Szenarioannahme, dass die heimische Braunkohle nur noch in geringeren Mengen zur Verfügung steht, als im Szenario „Moderate Entwicklung“ angenommen.

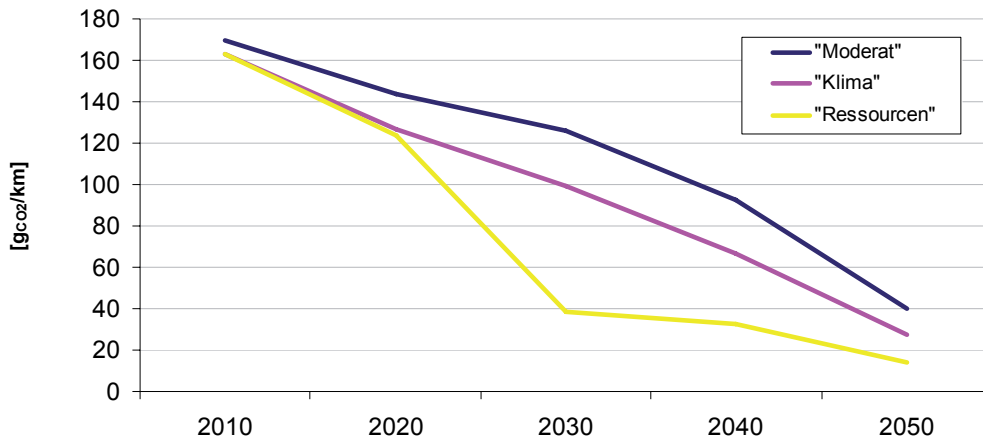


Abbildung 6-14: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen (ohne Vorkette) im PKW-Bestand von 2010 bis 2050

### 6.7. Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen

Die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen ist ein zentrales Ziel der deutschen und europäischen Politik. Im Rahmen von GermanHy liegt der Anwendungsfokus von Wasserstoff im Verkehrssektor. Die weithin diskutierten Reduktionsziele von 120/130 g CO<sub>2</sub>/km für PKW werden auf EU-Ebene als europäisches Minderungsziel für 2012 debattiert, ebenso ein mittelfristiges Flottenziel von 95 g CO<sub>2</sub>/km.

Wie Abbildung 6-14 zeigt, lassen sich die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen der PKW unter Einbeziehung von Wasserstoff in allen drei GermanHy-Szenarien deutlich senken und können 2050 ein Niveau von unter 20 bis 40 g CO<sub>2</sub>/km erreichen. Die in der Abbildung gezeigte mögliche Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen umfasst nur die direkten Emissionen durch den Kraftstoffeinsatz im PKW. Dies entspricht der heutigen Praxis der Gesetzgebung zur Begrenzung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von Fahrzeugen. Für eine umfassende Abschätzung der Umweltauswirkungen wären darüber hinaus noch die Vorketten in die Bilanz mit einzubeziehen, das heißt, die Emissionen, die durch die Bereitstellung des Kraftstoffes entstehen (sog. „Well-to-Tank“-Emissionen). Erste Ansätze hierzu gibt es auf europäischer Ebene, wo derzeit die Einführung von Biokraftstoffen unter der Maßgabe von Emissionsminderungen entlang der gesamten Produktions- und Nutzungskette („Well-to-Wheel“) diskutiert wird. Unter Einbeziehung der Vorkette und stark abhängig von der eingesetzten Primärenergie liegen die Gesamtemissionen („Well-to-Wheel“) in 2050 um den Faktor 2 bis 3 über den direkten Emissionen. Prinzipiell gilt, dass erneuerbarer Strom wie Wind oder Photovoltaik nahezu emissionsfrei ist. Bei Biokraftstoffen hängt die Höhe der Emissionen stark vom gewählten Kraftstoffpfad und den konkreten Biomasseanbaubedingungen ab.

Schließlich gilt grundsätzlich, dass bei der Verbrennung von Biomasse (oder biomassebasierten Kraftstoffen) nur das CO<sub>2</sub> freigesetzt wird, was vorher gebunden wurde. Die Verwendung fossiler Primärenergien (Erdgas, Kohle) sind zwar auch mit Emissionen in der Vorkette verbunden, entscheidend ist aber, ob der bei der Verbrennung frei werdende Kohlenstoff emittiert oder abgeschieden und langfristig stabil weggespeichert wird (CCS).

### 6.8. Schlussfolgerungen aus dem Energiemodell

Folgende wesentliche Erkenntnisse lassen sich zusammenfassen:

- Energieimporte spielen in Zukunft zwar eine tragende, jedoch mengenmäßig geringere Rolle als heute, Verbrauchsrückgang durch steigende Effizienzen vorausgesetzt. Neben Bioenergien werden Wasserstoff, Windstrom und solarthermischer Strom an Bedeutung gewinnen.
- Im Szenario „Ressourcenverfügbarkeit“ können Energieimporte das „Zünglein an der Waage“ zur Deckung der angenommenen Bedarfe in den verschiedenen Sektoren sein. Deutlich wird dies am Beispiel von Biokraftstoffen: Diese könnten den „Basisbedarf“ der nicht mit Wasserstoff versorgten Verkehrssektoren decken (LKW, Flugzeuge, Binnenschiffe).
- Zwar sind schon im Szenario „Klimaschutz“ deutliche Effizienzsteigerungsmaßnahmen quer durch alle Sektoren notwendig, um die Ziele zu erreichen. Unter den Bedingungen des Szenarios „Ressourcenverfügbarkeit“ sind aber noch deutlich massivere Effizienzsteigerungen und darüber hinaus gehende Einsparungen absolut notwendig.
- Kraftstoff wird aufgrund der Umwandlungsverluste in der Bereitstellung alternativer Kraftstoffe zunehmend zu einer Sekundärenergie. Demgegenüber bekommt Strom zuneh-

mend den Charakter einer Primärenergie, da die größten Potenziale für erneuerbare Energien bei Wind, Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken liegen. Diese stellen den Strom ohne weitere Umwandlungsprozesse zur Verfügung.

- Durch konsequente Effizienzsteigerungen und die massive Integration erneuerbarer Energien (zentral leistbar durch Wasserstoff und Brennstoffzellen) kann der Verkehrssektor einen deutlichen Beitrag zur CO<sub>2</sub>-Reduktion leisten. Größere Effekte werden durch die massiv wachsende Güterverkehrsleistung verhindert. CCS könnte eine Option für eine stärkere CO<sub>2</sub>-Minderung auch des Verkehrssektors sein. Zumindest im Szenario „Ressourcenverfügbarkeit“ ist der Mehrverbrauch der knappen fossilen Energien durch die CCS-Technik aber kritisch zu sehen.
- Maßnahmen, die klimapolitisch motiviert sind, stellen in den meisten Fällen gleichzeitig adäquate Maßnahmen zur Sicherung der Energieversorgung unter Gesichtspunkten einer Ressourcenverknappung dar. Umgekehrt muss das nicht zwangsläufig gelten.

- Generell kommt es zu einer weiteren Diversifizierung der Primärenergiequellen in allen Sektoren, die sich im Szenario „Ressourcenverfügbarkeit“ lokal sehr unterschiedlich ausprägen kann.
- Selbst im Szenario „Moderate Entwicklung“ mit moderaten Klimaschutzziele und solider Primärenergieverfügbarkeit kommt es zu deutlichen Umstrukturierungen im Kraftwerkspark. Diese Strukturänderungen sind in den beiden anderen Szenarien noch ausgeprägter.
- Die zukünftigen Anforderungen an den Kraftwerkspark können in einigen Fällen nur durch einen vorzeitigen Bestandswechsel vor Ende der üblichen Kraftwerkslebensdauer erfüllt werden. Es besteht die latente Gefahr der Nutzung sogenannter „lock-in“ Technologien, das heißt, die heutige Entscheidung für den Einsatz bestimmter Kraftwerke hat weitreichende Konsequenzen für die Realisierung gesellschaftlicher Ziele (Szenario „Klimaschutz“) beziehungsweise für den Umgang mit einer drastischen Ressourcenverknappung schon in der mittleren Zukunft.



## 7 Weiterer Forschungsbedarf.

Einige angrenzende Themenbereiche sowie Detailfragen unterschiedlicher Themenbereiche konnten im begrenzten Projektrahmen von GermanHy nicht beantwortet werden. Diese werden im Folgenden mit einer kurzen Begründung vorgestellt.

Um den Erfolg der von GermanHy erarbeiteten Ergebnisse zu sichern, wird es außerdem erforderlich sein, die Erfüllung der mit dieser Analyse vorgelegten Untersuchungsergebnisse kontinuierlich zu beobachten (System-Monitoring) und gegebenenfalls neuen Entwicklungen anzupassen.

### 7.1. Bereitstellung von Wasserstoff

Eine kostengünstige Möglichkeit der Wasserstoffproduktion in der Einführungsphase ist die Substitution von thermisch genutztem Nebenprodukt-Wasserstoff durch Erdgas in Anlagen der chemischen Industrie. Wegen der kurzfristigen Bedeutung in der Einführungsphase wird empfohlen, die in GermanHy verwendeten Verfügbarkeitsdaten zu aktualisieren, um bestehende Studienergebnisse zu vertiefen und um Detailparameter zu ergänzen (zum Beispiel Reinheit, aktuelle Nutzung).

Zu den kostengünstigen Wasserstoff Bereitstellungsmöglichkeiten zählt auch die gleichzeitige energetische und industrielle Nutzung von Wasserstoff aus großen Wasserstoff-Produktionsverbünden (zum Beispiel Leuna, Ruhrgebiet und Hamburg), deren nähere Untersuchung empfohlen wird.

Die GermanHy-Analysen zeigen, dass die Bereitstellung von Wasserstoff künftig aus einem Portfolio von zentralen und verteilten Produktionseinrichtungen erfolgen kann. Aus technisch-ökonomischen und sozial-ökologischen Gründen wird daher empfohlen, die Robustheit des Beitrags einzelner Technologien zum Wasserstoff-Produktionsportfolio zu untersuchen, insbesondere ist die Rolle dezentraler Produktionstechnologien in Verbindung mit lokaler Kurzzeit-Wasserstoffspeicherung unter Gesichtspunkten von Demand-Side-Management, das heißt, zum Ausgleich von regionalen Netzengpässen, zu beleuchten.

Eventuell könnten sich weitere interessante Optionen aus der Verstromung des CO-Anteils aus der Synthesegasherstellung Möglichkeiten für eine gekoppelte Erzeugung von Strom und Wasserstoff ergeben, die jedoch ebenfalls noch zu untersuchen sind.

Im Hinblick auf die vermehrte Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien werden die Elektrolyse von Wasser und die Biomassevergasung Schlüsseltechnologien darstellen. Beide Technologien gilt es daher im Hinblick auf Wirkungsgradsteigerung durch Druck- und Temperaturerhöhung beziehungsweise auf Kostenreduktionspotenziale weiterzuentwickeln. Auch bezüglich der Importe von Biomasse und Biokraftstoffen sowie der Preisentwicklung von Biomasse in Deutschland und international besteht weiterer Forschungsbedarf.

Die Rolle von Wasserstoff für die großtechnische Speicherung und den Lastausgleich von erneuerbarem Strom (wie zum Beispiel Offshore-Windenergie) in Form von Wasserstoff wurde in GermanHy als mögliches Element einer künftigen erneuerbar dominierten Energieversorgung identifiziert, ohne dass technisch-ökonomische Einzelanalysen möglich waren. Es wird daher empfohlen, systemtechnische Analysen der Wasserstoff-Großspeicherung (zum Beispiel in Salzkavernenspeichern) durchzuführen, insbesondere im Hinblick auf Synergien der Speicherung und Nutzung von Wasserstoff als Kraftstoff und in stationären Anlagen.

Die Produktion von Wasserstoff aus biogenen Stoffen (zum Beispiel Restmüll, Algen, Klärschlamm) wurde in GermanHy durch einen stellvertretenden Fall mit berücksichtigt. Genauere Erkenntnisse insbesondere aus technisch noch nicht erprobten Prozessen (zum Beispiel Wasserstoff aus Algen) können jedoch nur mit Hilfe weiterer Detailstudien ermittelt und bewertet werden.

### 7.2. Nutzung und Verteilung von Wasserstoff

Die Analysen von GermanHy beziehen sich auf aktuelle und weithin anerkannte Leitstudien. Diese stützen sich auf konservative, das heißt, stark wachstumsorientierte Modelle und Endverbrauchsprognosen. Im Licht sich zunehmend verknappender Energie- und Materialressourcen ist eine Verbesserung der Modell-, Szenarien- und Annahmenbasis dringend erforderlich. Dazu zählen Analysen zur Entwicklung der Verkehrsleistung unter Annahme begrenzter Ressourcen durch zum Beispiel Änderung der Mobilitätsstrukturen und Änderung des Nutzerverhaltens (geringere Nachfrage nach Personen- und Frachtkilometern etc.).

GermanHy hat identifiziert, dass sowohl gasförmiger als auch flüssiger Wasserstoff für eine wirtschaftliche Verteilung benötigt werden. Dabei wird sich über der Zeit der Fokus vom Flüssigwasser-

stoff - hin zum Druckwasserstoff-Pipelinetransport verschieben. Es wird empfohlen, weitere Wasserstoffspeicher- oder Infrastrukturtechnologien und deren Rückwirkungen auf Produktionsprozesse und Nutzungstechnologien zu untersuchen. Dazu zählen zum Beispiel der großräumige Elektrizitätstransport aus windreichen in windärmere Regionen via HGÜ innerhalb und außerhalb Deutschlands beziehungsweise der Transport von flüssigem Wasserstoff in Rohrleitungen, wenn sie wirtschaftliche oder technische Vorteile versprechen.

Die Marktreife von Brennstoffzellenfahrzeugen als auch weiterer alternativer Fahrzeug- beziehungsweise Kraftstoffkonzepte (wie zum Beispiel batterieelektrische und Plug-in-Hybrid Fahrzeuge) wird unter anderem vom Erfolg der Entwicklung kostengünstiger und effizienter Traktionsbatterien abhängen. Der Einsatz dieser Fahrzeugkonzepte konnte wegen mangelnder belastbarer Daten in GermanHy noch nicht detailliert untersucht werden. Um die möglichen emissions- und kostenspezifischen Auswirkungen unterschiedlicher Marktanteile dieser Fahrzeugtypen im Verkehrssektor zu verstehen, sollen die ökonomischen wie auch die Umweltwirkungen relevanter elektrischer Fahrzeugkonzepte verglichen werden.

Die Analysen von GermanHy haben sich im Transportsektor auf Straßentransport und Individualverkehr konzentriert. Wenn Brennstoffzellenantriebe für diesen Verkehrszweig kommerzialisiert werden, ist davon auszugehen, dass diese auch für andere Transportanwendungen eingesetzt werden können. Es wird daher empfohlen, in weiterführenden Studien die Auswirkungen des Einsatzes von Wasserstoff und Brennstoffzellen auch in anderen Transportbereichen wie zum Beispiel LKW, weitere Nutzfahrzeuge, Schienenverkehr, Luft- und Seefahrt auf CO<sub>2</sub>-Emissionen und Kosten im Verkehrssektor mit einzubeziehen.

Die Akzeptanz von Wasserstofffahrzeugen wurde als eine mögliche Hürde für den Erfolg dieser Technologie identifiziert. Es wird daher empfohlen, fundierte Kundenakzeptanzanalysen der erforderlichen Infrastrukturmaßnahmen durch anerkannte Marktanalyseinstitute durchführen zu lassen, um diesen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit dieser Investitionen und potenzielle Aufbauraten zu verstehen. Dazu zählt zum Beispiel der Einsatz von Kohle zur Kraftstoffherstellung oder die Errichtung von Onsite-Produktionsanlagen.

Die Nutzung von Wasserstoff in stationären Energiewandlungssystemen wurde durch GermanHy ausgeschlossen, da andere Lösungskonzepte kurz- und mittelfristig eine kostengünstigere Reduktion von Klimagasemissionen versprechen. Die Einführung einer breiten Wasserstoff-Versorgungsinfrastruktur könnte jedoch auch wirtschaftliche Konzepte mit stationären Brennstoffzellen ermöglichen. Es wird daher empfohlen, weitere Systemstudien zum stationären Einsatz von Wasserstoff unter veränderten Kostenannahmen und Mengengerüsten mit Benchmarking zu heute beziehungsweise künftig eingesetzten stationären Versorgungssystemen für Strom und Wärme insbesondere in verteilten Energieversorgungssystemen durchzuführen.

### 7.3. Energiewirtschaftliche Aspekte von Wasserstoff

Das in GermanHy verwendete einfache Energiemodell wurde zur allgemeinen Plausibilisierung der Energiemarkt-Rahmendaten verwendet. Um ein genaueres Verständnis der Effekte an den Energiemärkten unter Berücksichtigung von Wasserstoff zu erhalten, werden detailliertere energiewirtschaftliche Analysen (zum Beispiel exogene Vorgabe der Ressourcenverfügbarkeit – endogene Preisbildung, mit Modell mit „perfect foresight“) erforderlich sein. Ein wichtiger Aspekt ist zum Beispiel die mögliche Fehlallokation von Investitionen in den Kraftwerkspark und damit „stranded investments“, wenn die Verknappung fossiler Ressourcen außer Acht gelassen wird oder sich die Hoffnungen auf einen Beitrag der CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Speicherung nicht realisieren lassen.

GermanHy konnte sich auf breit abgestimmte Daten und Well-to-Wheel Analysen zur Klimawirksamkeit und zu spezifischen Kosten für eine große Anzahl Energieketten für den stationären und mobilen Endverbrauchssektor stützen. Ein Manko stellt jedoch der Mangel an genaueren Daten zu weiteren Umweltauswirkungen von Technologien und Prozessen entlang der gesamten Energie- und Stoffketten dar. Es wird daher empfohlen, weiterführende Untersuchungen zur Analyse weiterer Umweltauswirkungen und der Verfügbarkeit von stofflichen Ressourcen durchzuführen. Zu diesen gehören neben der Verfügbarkeit von Rohmaterialien und Werkstoffen auch andere stoffliche und nicht-stoffliche Kriterien wie zum Beispiel Lärmemissionen und die Rezyklierbarkeit von Materialien. Die Vorgehensweise sollte

sich, wissenschaftlich fundiert, auf die wesentlichen umweltrelevanten Faktoren konzentrieren.

Es wird erwartet, dass die doppelte Nutzung einer Transport- und Verteil-Infrastruktur für Wasserstoff für den Verkehr und stationäre Anwendungen wirtschaftliche Vorteile mit sich bringt. Es wird empfohlen, mögliche Synergiepotenziale zu identifizieren, die sich aus einer gleichzeitigen Nutzung von Wasserstoff zum Beispiel aus Windenergie oder Kohlevergasungsanlagen mit CCS für den Verkehr und Haushalte oder in Lastausgleichssystemen mit kombinierter Windenergie- und Biomassenutzung ergeben.

Zur Kontrolle von Investitionsrisiken beim Aufbau der Wasserstoff-Versorgungsinfrastruktur sind für die Übergangszeit Instrumente zu entwickeln, die es erlauben, weniger ausgelastete und kleine Wasserstofftankstellen ebenso wirtschaftlich zu betreiben wie große und hoch ausgelastete Tankstellen. Darüber hinaus ist ein Bonussystem für die Herstellung von Wasserstoff aus regenerativem oder CO<sub>2</sub>-reduzierten Quellen zu entwickeln.

Nordafrika). Es wird empfohlen, die langfristige Import-Erfordernis auszuloten beziehungsweise die Bereitschaft zu entsprechenden Exporten aus diesen Regionen zu sondieren.

#### 7.4. Politische Aspekte

Um die Vorteile der energetischen Wasserstoffnutzung zu fördern, sind parallel politische Steuerungsmaßnahmen vorzusehen. Analysen zeigen, dass sich eine Bündelung einzelner Maßnahmen wasserstoffbereitstellungs- und fahrzeugseitig anbietet. Es wird daher empfohlen, für Deutschland angemessene, effiziente und wasserstoff- und brennstoffzellenspezifische Maßnahmen zu identifizieren.

Ein wichtiger Bestandteil einer Wasserstoff-Einführungsstrategie sind erforderliche politische Maßnahmen beziehungsweise Maßnahmenbündel zur Absicherung des industriellen Investitionsrisikos in der Einführungsphase. Deren mögliche Wirkung ist für Deutschland zu untersuchen und geeignete Maßnahmen zu empfehlen.

Selbst bei Ausnutzung aller heimischen fossilen und erneuerbaren Energiequellen erscheint langfristig der Import erneuerbaren Wasserstoffs direkt oder über den Import erneuerbar hergestellten Stromes erforderlich. Relevante Importregionen für Deutschland sind der offshore-windreiche Norden (Norwegen, England) und der solarthermiereiche Mittelmeerraum (Spanien,

# Literatur.

[ASPO 200X] Association for the Study of Peak Oil and Gas (ASPO): ASPO Ireland Newsletter (verschiedene Ausgaben); [www.aspo-ireland.org/index.cfm/page/newsletter](http://www.aspo-ireland.org/index.cfm/page/newsletter).

[Ball 2006] Ball, M.: Integration einer Wasserstoffwirtschaft in ein Nationales Energiesystem am Beispiel Deutschlands – Optionen der Bereitstellung von Wasserstoff als Kraftstoff im Straßenverkehr bis zum Jahre 2030; VDI-Verlag; Düsseldorf.

[BMU 2007] BMU (Hrsg.): Leitstudie 2007 – Aktualisierung und Neubewertung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050; Untersuchung im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; Stuttgart/Berlin; Februar 2007.

[BMU 2007a] BMU (Hrsg.): RECCS – Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS); Forschungsvorhaben des Ministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU); Berlin; Dezember 2007; [www.wupperinst.org/ccs](http://www.wupperinst.org/ccs).

[BUNDESREGIERUNG 2004]: Fortschrittsbericht 2004 – Perspektiven für Deutschland, Auszug „Die Kraftstoffstrategie – Alternative Kraftstoffe und innovative Antriebe“; Berlin; 2004.

[CONCAWE 2007] CONCAWE, European Council for Automotive R&D (EUCAR), European Commission Directorate General, Joint Research Center (JRC): Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context; Well-to-Wheels Report; Mai 2007; <http://ies.jrc.ec.europa.eu/WTW>.

[Dena 2006] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), LBST et al.: Biomass to Liquid – BTL Realisierungsstudie – Zusammenfassung Berlin; Dezember 2006.

[EWI/prognos 2005]: Energiereport IV – Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 – Energiewirtschaftliche Referenzprognose (Schlussbericht); Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (BMWi); Berlin/Köln/Basel; März 2005.

[GD-NRW/BGR 2005] Knopf, S. und Juch, D. (Geologischer Dienst NRW) und May, F. (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe): Kurzstudie CO<sub>2</sub>-Speicherpotenzial in NRW (Auszug aus dem Abschlußbericht) im Auftrag des Wuppertal Instituts für Klima, Umwelt, Energie GmbH; Krefeld/Hannover/Wuppertal; 2005.

[GermanHy-AP2.1 2008] Zittel, W. (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik): GermanHy-AP 2.1 – Verfügbarkeit fossiler Ressourcen; München; 18. März 2008.

[GermanHy-AP4.1 2008] Weindorf, W.: GermanHy-AP 4.1 – Übersicht über Wasserstoff-Energieketten (WTW) und Plausibilisierung maximal bereitstellbarer Mengen; München; 16. Mai 2008.

[HyWays 2006] Weindorf, W.: HyWays – Modelling of hydrogen supply chains for Germany in the E3- database, Deliverables D2.1 – D2.6, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik; Ottobrunn; 20. November 2006; [www.hyways.de](http://www.hyways.de).

[HyWays 2007]: HyWays – The European Hydrogen Energy Roadmap; [www.hyways.de](http://www.hyways.de).

[IE 2004] Institut für Energetik und Umwelt: Nachhaltige Biomassenutzungsstrategien im europäischen Kontext; 2. Zwischenbericht; Leipzig; 17. Dezember 2004.

[IE 2005] Institut für Energetik und Umwelt: Nachhaltige Biomassenutzungsstrategien im europäischen Kontext; Anhang zum Endbericht; Leipzig; 22. Dezember 2005.

[IEA 2005] Internationale Energie-Agentur (Hrsg.): Energy Statistics and Balances of non-OECD Countries; Paris, 2005.

[IEA, 200Xa] Internationale Energie-Agentur (Hrsg.): World Energy Outlook (verschiedene Jahre); Paris.

[IEA 200Xb] Internationale Energie-Agentur (Hrsg.): Energy Statistics and Balances of OECD Countries (verschiedene Jahre); Paris.

[IFEU 2005] Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH: Fortschreibung „Daten- und Rechenmodell“ – Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960-2030, Im Auftrag des Umweltbundesamtes; UFOPLAN Nr. 204 45 139; Heidelberg; 30. November 2005.

[LBST 2006] Zittel, W. und Schindler, J. (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik): Uranium Resources and Nuclear Energy; Studie für die Energy Watch Group (EWG), München, Dezember 2006; [http://www.lbst.de/publications/studies\\_\\_e/2006EWG-uranium\\_\\_e.html](http://www.lbst.de/publications/studies__e/2006EWG-uranium__e.html).

[LBST 2007a] Zittel, W. und Schindler, J. (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik): Coal – Resources and Future Production; Studie für die Energy Watch Group (EWG); München; März 2007; [http://www.lbst.de/publications/studies\\_\\_e/2007EWG-coal\\_\\_e.html](http://www.lbst.de/publications/studies__e/2007EWG-coal__e.html).

[LBST 2007b] Zittel, W. und Schindler, J. (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik): Crude Oil – The Supply Outlook; Studie für die Energy Watch Group (EWG); München; Oktober 2007; [http://www.lbst.de/publications/studies\\_\\_e/2007EWG-oil\\_\\_e.html](http://www.lbst.de/publications/studies__e/2007EWG-oil__e.html).

[LBST 2007c] Zittel, W. und Schindler, J. (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik): Alternative World Energy Outlook 2006, A possible path towards a sustainable future; In: Yogi Goswami D (Hrsg.); Advances in Solar Energy, Vol. 17; S. 1 – 44; Earthscan; UK, USA; 2007.

[Öko 2004] Öko-Institut: Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse; BMU Verbundprojekt; Darmstadt; Oktober 2004.

[Prognos 2007] Seefeldt et al.: Potenziale für Energieeinsparung und Energieeffizienz im Lichte aktueller Preisentwicklungen, Endbericht 18/06; im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; Basel/ Berlin; August 2007.

[Seydel 2008] Seydel, P.: Entwicklung und Bewertung einer langfristigen regionalen Strategie zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur auf Basis der Modellverknüpfung eines Geografischen Informationssystems und eines Energiesystemmodells; Dissertation ETH Zürich 2008.

[Wietschel 2007]: Wietschel, M., Hasenauer, U.: Feasibility of Hydrogen Corridors Between the EU and its Neighbouring Countries; in: Renewable Energy 32 (2007), 13, S. 2129 – 2146.

[WI 2007] Barthel, C. et al. (Wuppertal Institut): Optionen und Potenziale für Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen – Kurzfassung; im Auftrag der E.ON AG; Wuppertal; Mai 2006.

